Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale,, n. 92 del 20 aprile 2007 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Venerdì, 20 aprile 2007** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06 85081

N. 104

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni n. 61 del 19 marzo, n. 62 del 20 marzo, n. 67 del 21 marzo, n. 68 del 23 marzo, n. 73 del 27 marzo, numeri 74 e 75 del 28 marzo, numeri 76, 77, 78, 79, 80 e 82 del 29 marzo e numeri 83 e 84 del 30 marzo 2007, riguardanti l'attuazione, modifiche o integrazioni di altrettante direttive su vari argomenti.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 19 marzo 2007.

Avvio di procedimento per la definizione di direttive agli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio ai clienti finali ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481/1995. (Deliberazione n. 61/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 19 marzo 2007

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: direttiva 2003/54/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 25 maggio 1999, n. 78/99, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 20 ottobre 1999, n. 158/99;
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2005, n. 141/05.

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 è finalità dell'Autorità garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e di redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione sull'intero territorio nazionale, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
- l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi;
- l'articolo 2, comma 12, lettera l), della legge n. 481/95 assegna all'Autorità la funzione di pubblicizzare e diffondere la conoscenza dello svolgimento dei servizi dalla stessa regolati al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi e finali;
- l'articolo 2, comma 20, lettera a), della legge n. 481/95, prevede che, per lo svolgimento delle proprie funzioni, l'Autorità possa richiedere, ai soggetti esercenti il servizio, informazioni e documenti sulle loro attività;

- l'articolo 2, comma 22, della legge n. 481/95, prevede che le pubbliche amministrazioni e le imprese sono tenute a fornire all'Autorità, oltre a notizie e informazioni, la collaborazione per l'adempimento delle loro funzioni;
- l'articolo 5, comma 5-*quinquies*, del decreto legislativo n. 79/99, come novellato dall'articolo 1, comma 30 della legge n. 239/04, stabilisce che a decorrere dal 1° luglio 2007, è cliente idoneo ogni cliente finale;
- lo *status* di cliente idoneo conferisce ai clienti finali il diritto potestativo di contrattare liberamente le condizioni di fornitura, fatti salvi i profili regolati;
- la qualifica di cliente idoneo anche a clienti finali dotati di minore forza contrattuale pone l'esigenza di garantire, tra l'altro, massima conoscenza e affidabilità circa gli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio;
- tale esigenza può essere soddisfatta attraverso la definizione di direttive nei confronti degli esercenti aventi ad oggetto norme per l'individuazione degli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio e la definizione di obblighi che garantiscano l'affidabilità di tali soggetti.

Ritenuto necessario:

- avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la definizione di direttive nei confronti degli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali che preveda:
  a) regole che gli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio sono tenuti ad osservare al fine di rendere disponibile ogni elemento conoscitivo utile per il cliente ad effettuare, quanto alla selezione del venditore, scelte consapevoli e ponderate, fornendo al contempo garanzia di affidabilità dei medesimi venditori;
  b) regole per definire modalità di iscrizione e di permanenza in specifici elenchi da parte degli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio, dietro presentazione e dichiarazione del possesso di alcuni requisiti minimi definiti dall'Autorità;
  c) regole per garantire la più ampia conoscenza degli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio, attraverso la pubblicazione degli elenchi di cui alla precedente lettera b) e l'aggiornamento continuo dei medesimi elenchi;
- individuare alcune esigenze generali di cui tenere conto ai fini della formazione di tali provvedimenti

DELIBERA

1. di avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la definizione di direttive per gli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali che preveda:
   a) regole che gli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio sono tenuti ad osservare al fine di rendere disponibile ogni elemento conoscitivo utile per il cliente ad effettuare, quanto alla selezione del venditore, scelte consapevoli e ponderate, fornendo al contempo garanzia di affidabilità dei medesimi venditori;

b) regole per definire modalità di iscrizione e di permanenza in specifici elenchi da parte degli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio, dietro presentazione e dichiarazione del possesso di alcuni requisiti minimi definiti dall'Autorità ;
   c) regole per garantire la più ampia conoscenza degli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio, attraverso la pubblicazione degli elenchi di cui alla precedente lettera b) e l'aggiornamento continuo dei medesimi elenchi;
2. di tenere conto, nella formazione dei provvedimenti di cui al precedente alinea, delle esigenze generali di:
   a) promuovere la concorrenza, attraverso strumenti compatibili con l'attuale processo di liberalizzazione del mercato, garantendo al cliente finale la disponibilità di ogni elemento conoscitivo utile ad effettuare la selezione dei venditori;
   b) garantire un adeguato livello di tutela ai clienti idonei finali che si avvalgano del diritto di stipulare contratti con un venditore di propria scelta, con particolare riguardo ai clienti dotati di minore forza contrattuale;
3. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati affinché la medesima provveda:
   a) alla predisposizione di documenti per la consultazione e di proposte all'Autorità per gli interventi di competenza, in relazione allo sviluppo del procedimento;
   b) ad organizzare incontri con il coinvolgimento dei soggetti interessati, e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;
4. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 19 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 20 marzo 2007.

Integrazioni e modifiche della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 12 dicembre 2003, n. 152/03 in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e di reti di trasporto. (Deliberazione n. 62/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 20 marzo 2007

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 29 settembre 2005 (di seguito: decreto 29 settembre 2005);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 12 dicembre 2003, n. 152/03 (di seguito: deliberazione n. 152/03);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 277/05 (di seguito: deliberazione n. 277/05);
- la deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2007, n. 5/07 (di seguito: deliberazione n. 5/07);
- il documento per la consultazione 15 gennaio 2007, atto n. 1/07, "Rinnovo delle disposizioni in materia di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e reti di trasporto" (di seguito: documento per la consultazione).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità garantisca la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore del gas, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
- l'articolo 2, comma 12, lettera c), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità controlli che le condizioni e le modalità di accesso per i soggetti esercenti i servizi siano attuate nel rispetto dei principi della concorrenza e della trasparenza, garantendo il rispetto dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti;
- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità stabilisca e aggiorni le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale in modo da assicurare la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale;

- l'Autorità con la deliberazione n. 152/03 ha stabilito disposizioni in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali;
- l'Autorità con la deliberazione n. 277/05, anche al fine di dare attuazione a quanto disposto dal decreto 29 settembre 2005, ha esteso alle imprese di trasporto quanto già previsto per i distributori in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas ed ha nel contempo integrato gli obblighi di informazione previsti dalla deliberazione n. 152/03 al fine di garantire a tutti i clienti finali civili del gas informazioni complete, comprensibili ed uniformi in tema di assicurazione;
- come previsto dalla deliberazione n. 152/03 il contratto nazionale di assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas stipulato dal Comitato Italiano Gas (di seguito: Cig) scadrà il 30 settembre 2007 e che pertanto prima di tale data si rende necessario procedere alla conferma delle disposizioni dell'Autorità in tema di assicurazione;
- l'Autorità, con la deliberazione n. 5/07 ha avviato un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere c) ed e), della legge n. 481/95, con i quali, previa consultazione dei soggetti interessati, integrare e modificare la disciplina vigente in materia di assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas;
- l'Autorità ha emanato il documento per la consultazione nel quale ha proposto il rinnovo delle disposizioni in materia di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e reti di trasporto ed ha formulato proposte di integrazione delle disposizioni stesse con elementi migliorativi scaturiti dal primo periodo di applicazione;
- le osservazioni inviate in merito al documento per la consultazione hanno evidenziato un ampio consenso sulle proposte di:
  - affidare al Cig il mandato per procedere, tramite gara pubblica, al rinnovo del contratto di assicurazione e confermare che i rinnovi della copertura assicurativa avvengano ogni tre anni;
  - di affidare al Cig il mandato di individuare, fermo restando il costo massimo per cliente finale civile di 40 centesimi di euro all'anno, eventuali condizioni aggiuntive o diverse rispetto a quelle attualmente vigenti purché migliorative delle stesse;
  - confermare le disposizioni vigenti relative alla comunicazione da parte degli utenti delle reti ai distributori ed ai trasportatori di gas del numero dei clienti finali esclusi dall'ambito di applicazione della copertura assicurativa;
  - integrare i compiti previsti a carico del Cig con un mandato esplicito ad effettuare periodiche campagne di divulgazione nei confronti dei clienti finali civili mirate in particolare al miglioramento dei canali di contatto dei clienti finali coinvolti in incidenti da gas ed alla diffusione della conoscenza delle coperture previste dal contratto di assicurazione.

Ritenuto che sia opportuno:

- emanare un provvedimento in materia di assicurazione a favore dei clienti finali del gas ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere c) ed e), della legge n. 481/95 con il quale consentire il rinnovo del contratto di assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas e pervenire all'integrazione ed al miglioramento della regolazione introdotta con la deliberazione n. 152/03;

- confermare che i rinnovi della copertura assicurativa avvengano ogni tre anni;
- affidare al Cig il mandato per procedere, tramite gara pubblica, al rinnovo del contratto di assicurazione e per individuare, fermo restando il costo massimo per cliente finale civile di 40 centesimi di euro all'anno, eventuali condizioni aggiuntive o diverse rispetto a quelle attualmente vigenti purché migliorative delle stesse;
- confermare le disposizioni vigenti relative alla comunicazione da parte degli utenti delle reti ai distributori ed ai trasportatori di gas del numero dei clienti finali esclusi dall'ambito di applicazione della copertura assicurativa;
- integrare i compiti previsti a carico del Cig con un mandato esplicito ad effettuare periodiche campagne di divulgazione nei confronti dei clienti finali civili mirate in particolare al miglioramento dei canali di contatto dei clienti finali coinvolti in incidenti da gas ed alla diffusione della conoscenza delle coperture previste dal contratto di assicurazione.

DELIBERA

1. di approvare le seguenti modifiche ed integrazioni alla deliberazione n. 152/03:
   a. all'articolo 2, il comma 2 è sostituito dal seguente:
      "2.2 Ai fini di cui al comma precedente, il Comitato Italiano Gas (di seguito: il Cig) stipula, con decorrenza dall'anno termico 2004 – 2005 per gli anni termici compresi nel periodo tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2010, per conto dei clienti finali civili, un contratto di assicurazione con un soggetto individuato ai sensi del comma 3.1. Il contratto di assicurazione riproduce condizioni pari o migliorative rispetto a quelle del contratto di assicurazione stipulato ai sensi della deliberazione n. 21/03 riportato in allegato (*Allegato A*), ferma restando la sua estensione a tutti i clienti finali civili di gas diversi dal gas naturale e la sua efficacia dal punto di consegna del gas.";
   b. all'articolo 3, il comma 1 è sostituito dal seguente:
      "3.1 Il Cig individua mediante procedura ad evidenza pubblica il soggetto con cui stipulare il contratto di assicurazione nei limiti di un importo massimo complessivo annuo dei premi pari a 0,362 euro, imposte incluse, per cliente finale civile riferito ad una stima di 18.800.000 clienti finali civili alla data del 30 settembre 2006.";
   c. all'articolo 3, comma 2, dopo la lettera e) è aggiunta la seguente lettera:
      f. "effettua, almeno con cadenza annuale, campagne di divulgazione nei confronti dei clienti finali civili mirate in particolare al miglioramento dei canali di contatto dei clienti finali coinvolti in incidenti da gas ed alla diffusione della conoscenza delle coperture previste dal contratto di assicurazione.";
   d. all'articolo 3, comma 4, le parole "anni termici 2004-2007" sono sostituite dalle parole "anni termici compresi nel periodo tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2010";

e. all'articolo 7, comma 1, le parole "per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2007 C_u è pari a 0,40 euro per cliente finale civile di gas riferito ad una stima di 17.300.000 clienti finali civili di gas alla data del 30 settembre 2004" sono sostituite dalle parole "per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2010 C_u è pari a 0,40 euro per cliente finale civile di gas.";

f. all'articolo 7, comma 4 ed all'articolo 8, comma 6, le parole "per ognuno degli anni termici 2004-2007 " sono sostituite dalle parole "per ognuno degli anni termici compresi nel periodo tra l'1 ottobre 2004 e il 30 settembre 2010";

2. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo della deliberazione n. 152/03 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 20 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 21 marzo 2007.

Determinazione dei costi fissi medi unitari ai fini della definizione della rendita idroelettrica per la società Azienda Energetica S.p.A. di Bolzano ai sensi dell'articolo 35, comma 35.4, della deliberazione n. 228/01. (Deliberazione n. 67/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 marzo 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 come successivamente modificato e integrato;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione economica, 26 gennaio 2000, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: decreto 26 gennaio 2000);
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 (di seguito: legge n. 83/03)
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 maggio 1999, n. 61/99 (di seguito: deliberazione n. 61/99);
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 232/00 (di seguito: deliberazione n. 232/00);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228/01 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01);
- la deliberazione dell'Autorità 26 aprile 2005, n. 73/05 (di seguito: deliberazione n. 73/05);
- la lettera della società Azienda Energetica S.p.A. di Bolzano del 28 marzo 2001, protocollo Autorità n. 006138, del 2 aprile 2001 (di seguito: lettera del 28 marzo 2001);
- la nota dell'Autorità alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 23 maggio 2003, prot. PB/M03/1444/ea;
- la nota dell'Autorità alla Cassa del 25 giugno 2003, prot. PB/M03/1830/ea;
- la comunicazione della Cassa del 23 ottobre 2003, protocollo Autorità n. 28360, del 28 ottobre 2003;
- la comunicazione dell'Autorità alla società Azienda Energetica S.p.A. di Bolzano del 28 luglio 2006, prot. GB/M06/3635/mc.

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 1, lettera b) del decreto 26 gennaio 2000 ha incluso, tra gli oneri generali afferenti il sistema elettrico, la compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici (di seguito: rendita idroelettrica) prevedendo che, al fine di compensare anche solo parzialmente gli altri oneri generali di sistema, i titolari di unità di produzione idroelettriche e geotermoelettriche siano obbligati a versare una parte della maggior valorizzazione ottenuta da tali unità in seguito alla liberalizzazione del settore elettrico;
- l'articolo 35, comma 35.2 del Testo integrato ha definito le modalità generali per la determinazione della rendita idroelettrica;
- l'articolo 35, comma 35.5 del Testo integrato prevede che, in deroga alle modalità generali per la determinazione della rendita idroelettrica di cui al precedente alinea, con riferimento a specifici impianti il soggetto giuridico che ne ha la disponibilità ha facoltà di richiedere la rideterminazione della rendita idroelettrica, presentando apposita domanda;
- la domanda di rideterminazione di cui al precedente alinea deve contenere, tra le altre, informazioni relative agli anni dal 1997 al 1999 relativamente al livello dei costi operativi diretti dell'impianto, ivi inclusi gli ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote economico tecniche, e al livello del valore netto contabile dell'impianto;
- l'articolo 35, comma 35.6 del Testo integrato stabilisce che, ai fini della rideterminazione della rendita idroelettrica, l'Autorità determina i costi fissi medi unitari dell'impianto tenendo conto dei costi operativi diretti dell'impianto, di una remunerazione del capitale investito calcolato sulla base del valore netto contabile dell'impianto e di una quota di costi comuni attribuibili all'impianto, espressa in termini percentuali rispetto al livello dei costi operativi diretti;
- la legge n. 83/03 ha modificato il decreto 26 gennaio 2000 prevedendo il venire meno dell'applicazione della rendita idroelettrica a decorrere dal 1 gennaio 2002 e, conseguentemente, la determinazione dei costi fissi medi unitari di cui al precedente alinea deve riferirsi esclusivamente all'unico anno di applicazione della metodologia sopra evidenziata, ovvero l'anno 2001;
- la modifica della legge n. 83/03, la determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata al mercato libero per l'anno 2001 di cui alla deliberazione n. 73/05 ai fini della quantificazione della maggior valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici;
- la previsione sul calcolo della rendita idroelettrica di cui alla legge n. 83/03, la definizione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata al mercato libero per l'anno 2001 di cui alla deliberazione n. 73/05 nonché le decisioni del Consiglio di stato n. 5257/02, 6361/05, 5258/02, 6362/05 e 6173/05 hanno fatto venire meno gli elementi di incertezza pre-esistenti in tema di quantificazione definitiva della rendita idroelettrica e hanno, di conseguenza, reso possibile la rideterminazione della rendita idroelettrica per i soggetti che ne hanno fatto richiesta.

Considerato, inoltre, che:

- con lettera del 28 marzo 2001 la società Azienda Energetica S.p.A. di Bolzano ha fatto richiesta di rideterminazione della rendita idroelettrica, allegando a tale lettera la documentazione necessaria ai fini della medesima rideterminazione;
- la richiesta di cui al precedente alinea è stata effettuata con riferimento ai seguenti impianti idroelettrici: impianto di Naturno, impianto di Tel, impianto di Senales e impianto di Bolzano;
- sono stati effettuati degli incontri tecnici nei giorni 25, 26 e 27 settembre 2006 al fine di verificare le informazioni riportate nella richiesta di rideterminazione nonché di integrare le medesime informazioni con ulteriori dati, utili alla definizione della quota dei costi comuni attribuibili a ciascun impianto;
- gli ulteriori dati richiesti negli incontri tecnici di cui al precedente alinea si riferiscono ad informazioni determinabili sulla base dei conti annuali separati redatti secondo le deliberazioni n. 61/99 e n. 310/01 per gli anni dal 2000 al 2005.

Ritenuto che:

- i costi operativi diretti dell'impianto debbano corrispondere ai costi afferenti la gestione industriale ed operativa dell'impresa, tipicamente costituiti da costi materiali, per servizi e altre risorse esterne, manodopera e ammortamenti, di diretta imputazione contabile all'oggetto di riferimento;
- la diretta imputazione contabile all'impianto di produzione oggetto della richiesta di rideterminazione debba essere desunta attraverso un sistema di contabilità industriale che preveda l'utilizzo di opportuni oggetti contabili (centri di costo, ordini interni, ecc.) che permettano l'imputazione specifica ed univoca dei costi di natura operativa agli impianti oggetto di domanda e che sia opportuna la presenza di adeguate evidenze circa l'attendibilità di tale sistema nonché di un riscontro circa la quadratura dei costi di contabilità industriale con la contabilità generale utilizzata ai fini del bilancio di esercizio;
- sia opportuno che i costi operativi diretti riportati nella richiesta di rideterminazione siano confrontati con i costi operativi diretti degli anni successivi e con quelli risultanti da uno o più anni, in particolare con quelli del 2001, dai conti annuali separati redatti secondo le modalità previste dalle deliberazioni n. 61/99 e n. 310/01;
- sia necessario definire un meccanismo di aggiornamento del livello dei costi operativi diretti dell'impianto al fine di riportare i livelli determinati sulla base dei costi relativi agli anni dal 1997 al 1999 all'anno 2001, prevedendo che il livello dei costi operativi diretti di ciascun anno considerato sia aggiornato applicando, per il periodo trascorso tra l'anno al quale i dati si riferiscono e l'anno 2001, il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati riferito ai dodici mesi precedenti ed un tasso di riduzione annuale dei costi pari al 4%;

- il tasso di remunerazione del capitale investito, calcolato sulla base del valore netto contabile dell'impianto, debba essere fissato pari ad un livello del 7.9%, coerentemente con il tasso di rendimento del capitale investito netto utilizzato dall'Autorità ai fini della determinazione del livello del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso con riferimento al periodo antecedente alla operatività del sistema delle offerte;
- sia opportuno determinare la quota dei costi comuni attribuibile a ciascun impianto come incidenza media per gli anni dal 2000 al 2003 dei costi operativi dei servizi comuni, al netto di qualsiasi componente di natura finanziaria, fiscale e straordinaria, sui costi operativi dell'attività di produzione elettrica risultanti dai conti annuali separati redatti secondo le deliberazioni n. 61/99 e n. 310/01 prima dell'imputazione di quelli relativi ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise;
- il livello dei costi fissi medi unitari sia calcolato dalla Cassa sulla base delle informazioni circa la quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti oggetto di rideterminazione nell'anno 2001 utilizzate dalla medesima Cassa ai fini della determinazione della rendita idroelettrica a titolo di acconto per la società Azienda Energetica S.p.A.

DELIBERA

1. di determinare il livello dei costi fissi degli impianti della società Azienda Energetica S.p.A. pari a:
   a) 19,81 milioni di euro, con riferimento all'impianto Naturno;
   b) 4,67 milioni di euro, con riferimento all'impianto Tel;
   c) 1,70 milioni di euro, con riferimento all'impianto Senales;
   d) 0,95 milioni di euro, con riferimento all'impianto Bolzano;
2. di disporre che la Cassa conguaglio provveda alla determinazione del livello dei costi fissi medi unitari di cui all'articolo 35, comma 35.6 del Testo integrato come rapporto tra il livello dei costi fissi di cui al precedente alinea e la quantità di energia elettrica prodotta da ciascun impianto nell'anno 2001;
3. di pubblicare la presente deliberazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dal momento della sua pubblicazione;
4. di comunicare il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento, alla società Azienda Energetica S.p.A.

Milano, 21 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 23 marzo 2007.

Disposizioni transitorie e urgenti in materia di corrispettivi per mancato rispetto dei profili di utilizzo della capacità di stoccaggio di cui al comma 14.3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 giugno 2005, n. 119/05. (Deliberazione n. 68/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 marzo 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 giugno 2005, n. 119/05, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 119/05);
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06;
- la lettera inviata dalla società Stogit SpA (di seguito: Stogit) in data 23 marzo 2007 (di seguito: lettera 23 marzo 2007).

Considerato che:

- il comma 14.3 della deliberazione n. 119/05 prevede che l'impresa di stoccaggio definisca un profilo di utilizzo della capacità di stoccaggio, per la fase di iniezione, in relazione alle caratteristiche del proprio sistema di stoccaggio e alle necessità di ricostituzione dei giacimenti, compresa la riserva strategica, assicurando l'opportuna flessibilità all'utente e che il profilo di utilizzo definisca la giacenza minima e massima consentita all'utente al termine di ciascun mese della fase di iniezione;
- i commi 15.6 e 15.7 della deliberazione n. 119/05 prevedono appositi corrispettivi nel caso in cui la giacenza dell'utente in stoccaggio risulti inferiore rispetto alla giacenza minima ovvero superiore rispetto alla giacenza massima di cui al precedente alinea;
- Stogit ha segnalato con la lettera 23 marzo 2007 che la situazione delle giacenze in capo ai diversi utenti dello stoccaggio è tale da rendere problematico il rispetto dei profili di utilizzo della capacità di stoccaggio definiti da Stogit, in particolare per il mese di aprile 2007;

- nella lettera di cui al precedente alinea Stogit ha altresì segnalato l'opportunità di una sospensione dei corrispettivi di cui ai commi 15.6 e 15.7 della deliberazione n. 119/05 per il mese di aprile 2007.

Ritenuto opportuno ed urgente:

- prevedere, anche in relazione alle peculiarità della prossima fase di iniezione per il servizio di stoccaggio di modulazione caratterizzata da una previsione di giacenza iniziale pari a circa 5,1 miliardi di metri cubi, la non applicazione dei corrispettivi di cui ai commi 15.6 e 15.7 della deliberazione n. 119/05 per il mese di aprile 2007

DELIBERA

1. di prevedere la non applicazione dei corrispettivi di cui ai commi 15.6 e 15.7 della deliberazione n. 119/05 per il mese di aprile 2007;

2. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore con decorrenza dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 23 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 27 marzo 2007.

Modificazioni alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 al fine dell'avvio dei nuovi sistemi di registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e dei relativi programmi. (Deliberazione n. 73/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 marzo 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2006, n. 165/06 (di seguito: deliberazione n. 165/06)
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2006, n. 183/06 (di seguito: deliberazione n. 183/06);
- la deliberazione dell'Autorità 16 novembre 2006, n. 253/06 (di seguito: deliberazione n. 253/06)
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006 n. 314/06 (di seguito: deliberazione n. 314/06);
- il regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (di seguito: PCE), verificato positivamente con determinazione del Direttore della Direzione mercati dell'Autorità 7 febbraio 2007;
- la lettera di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) protocollo n. TE/P2007002082 del 22 febbraio 2007 (protocollo Autorità n. 4630 del 26 febbraio 2007) contenente le modifiche al Codice di Trasmissione e Dispacciamento (di seguito: Codice di Rete) a seguito della deliberazione n. 111/06 (di seguito: lettera 22 febbraio 2007);
- la lettera del Gestore del mercato elettrico S.p.A. (di seguito: il Gestore del mercato elettrico) del 19 marzo 2007, protocollo Autorità n. 7262 del 23 marzo 2007, contenente le Disposizioni tecniche di funzionamento (di seguito: DTF) della PCE e i corrispettivi di accesso alla medesima piattaforma (di seguito: lettera 23 marzo 2007).

Considerato che:

- con deliberazione n. 168/03, come successivamente modificata ed integrata, l'Autorità ha fissato le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico (di seguito: condizioni di dispacciamento);

- la deliberazione n. 111/06, come modificata dalla deliberazione n. 253/06, con decorrenza 1 aprile 2007 sostituisce interamente la deliberazione n. 168/03, determinandone la conseguente abrogazione;
- rispetto alla deliberazione n. 168/03, la deliberazione n. 111/06 introduce la piattaforma per conti energia (di seguito: PCE), lasciando sostanzialmente inalterate tutte le altre condizioni per il servizio di dispacciamento;
- a seguito della lettera 22 febbraio 2007, sono stati richiesti a Terna ulteriori approfondimenti in merito alle modifiche del Codice di Rete in materia di garanzie richieste agli utenti del dispacciamento;
- a seguito della lettera 23 marzo 2007 è emersa la necessità di richiedere approfondimenti al Gestore del mercato elettrico in merito ai corrispettivi di accesso alla PCE;
- il Gestore del mercato elettrico non ha ancora avviato le procedure di accreditamento degli operatori sulla PCE;
- alcuni operatori hanno incontrato problemi tecnici e difficoltà operative nell'effettuare i primi test del sistema informatico della PCE, segnalandoli all'Autorità e lamentando in particolare i frequenti aggiornamenti del medesimo e la conseguente impossibilità di effettuare delle simulazioni continuative del suo funzionamento;
- molti operatori lamentano problemi procedurali per il rilascio delle garanzie finanziarie nei confronti di Terna;
- successivamente all'emanazione della deliberazione n. 111/06, con le deliberazioni n. 165/06, n. 183/06 e n. 314/06, l'Autorità ha apportato delle modifiche alle condizioni di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 168/03, prolungando, nel contempo, per l'anno 2007 le disposizioni transitorie previste per l'anno 2006;
- le modifiche e le disposizioni transitorie di cui al precedente alinea sono funzionali alla corretta erogazione del servizio di dispacciamento; e che, in assenza di un intervento dell'Autorità in materia, esse, non essendo incorporate nell'allegato A alla deliberazione n. 111/06, cesserebbero di produrre effetti con decorrenza 1 aprile 2007;
- il mantenimento del sistema delle offerte integrative di Terna di cui all'articolo 48.2 della deliberazione n. 168/03 potrebbe incrementare i costi sostenuti da Terna per il servizio di dispacciamento in presenza dell'apertura del mercato di aggiustamento ai punti di dispacciamento in prelievo, prevista a regime dalle condizioni di dispacciamento di cui alla deliberazione n 111/06.

Ritenuto opportuno:

- fornire a tutti gli operatori interessati tempo sufficiente per le procedure di accreditamento sulla PCE e per la fase di prove della nuova piattaforma;
- completare con Terna e il Gestore del mercato elettrico gli approfondimenti relativi al sistema di garanzie proposto da Terna come allegato al Codice di rete e al sistema dei corrispettivi di accesso alla PCE, prima dell'avvio delle transazioni commerciali sulla PCE medesima;
- confermare, di conseguenza, l'avvio della PCE in data 1 aprile 2007, tuttavia limitandone la produzione di effetti alle sole transazioni riferite a periodi rilevanti a partire dall' 1 maggio 2007;

- nelle more della piena operatività della PCE, prolungare la validità della deliberazione n. 168/03 fino al 30 aprile 2007;
- confermare la validità delle misure e le condizioni transitorie di cui alle deliberazioni n. 165/06, n. 183/06 e n. 314/06, incluso il sistema delle offerte integrative;
- integrare di conseguenza le condizioni di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 con le misure e le condizioni transitorie di cui al precedente alinea;
- a seguito della conferma del sistema delle offerte integrative, mantenere per tutto l'anno 2007 il divieto di partecipazione al mercato di aggiustamento per i punti di dispacciamento in prelievo e, di conseguenza, prolungare il funzionamento della piattaforma per la variazione dei programmi preliminari di prelievo di cui alla deliberazione n. 168/03 per tutto l'anno 2007

DELIBERA

1. di modificare la deliberazione n. 111/06 nei termini di seguito indicati:
   a. al punto 2 le parole "a decorrere dall'1 aprile 2007" sono sostituite dalle parole "a decorrere dall'1 maggio 2007";
   b. al punto 4 dopo le parole "produca effetti dall'1 aprile 2007" sono inserite le parole "limitatamente alle transazioni riferite a periodi rilevanti a partire dall'1 maggio 2007. Per le transazioni riferite a periodi rilevanti anteriori all'1 maggio 2007 continuano a valere le disposizioni di cui alla deliberazione 30 dicembre 2003 n. 168/03";
2. di modificare a decorrere dall'1 aprile 2007 l'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, nei termini di seguito indicati:
   a. all'articolo 1, comma 1.1, l'alinea "•·**unità abilitata** è un'unità di produzione o di consumo rilevante che risponde ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini della partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento" è sostituito dall'alinea: "•·**unità abilitata** è un'unità di produzione o di consumo che risponde ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini dell'abilitazione alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica";
   b. all'articolo 1, comma 1.1, all'alinea •·**unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili non programmabili** le parole "delle biomasse," sono soppresse;
   c. all'articolo 14, dopo il comma 14.7 sono inseriti i seguenti commi:
      14.8 Con riferimento alle unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04 rilevanti, il soggetto che ha concluso con il gestore di rete la convenzione di cui all'articolo 3, comma 3.6, della deliberazione n. 34/05 trasmette all'Acquirente Unico, entro le ore 9:00 di ogni giorno, i programmi di immissione per ciascuna ora del secondo giorno successivo, per ognuna delle suddette unità, nel rispetto dei principi di cui al comma 14.6.
      14.9 I programmi trasmessi ai sensi del precedente comma sono utilizzati dall'Acquirente Unico ai fini di quanto previsto al comma 18.5."

d. all'articolo 18, comma 18.5, dopo le parole "per unità di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04." sono aggiunte le parole "Con riferimento a tali punti di dispacciamento non è consentito presentare offerte nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento.";

e. all'articolo 35, dopo il comma 35.5, è inserito il seguente comma:
"35.6 Terna rende disponibili a ciascun utente del dispacciamento le comunicazioni ricevute dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi del comma 35.2, con riferimento ai punti di dispacciamento nella titolarità del medesimo utente, entro gli stessi termini e con le stesse modalità con cui rende disponibile il prelievo residuo d'area ai sensi del comma 7.5 della deliberazione n. 118/03.";

f. all'articolo 37, il comma 37.1, è sostituito dal seguente:
"37.1 Le imprese distributrici tengono un registro elettronico dei punti immissione e dei punti di prelievo, ivi compresi i punti di emergenza, localizzati nel loro ambito di competenza, organizzato con un codice alfanumerico identificativo omogeneo su tutto il territorio nazionale.";

g. all'articolo 37, dopo il comma 37.5, è inserito il seguente comma:
"37.6 L'assegnazione del codice alfanumerico di cui al comma 37.1 ad un punto di prelievo corrispondente ad un cliente del mercato libero deve essere comunicata dall'impresa distributrice all'utente del dispacciamento responsabile di tale punto, indicandone la corrispondenza con la codifica utilizzata precedentemente, entro i termini previsti ai fini della comunicazione di cui al comma 37.4 e con separata evidenza.";

h. dopo l'articolo 38, comma 38.3, è inserito il seguente comma
"38.3 bis Entro il giorno dieci (10) del secondo mese successivo a quello di competenza, il gestore di rete che ritira l'energia ai sensi del decreto legislativo n. 387/03 o della legge n. 239/04, ovvero il Gestore del sistema elettrico nel caso sia il medesimo Gestore a ritirare l'energia, pagano a Terna se negativi, ovvero ricevono da Terna se positivi, i corrispettivi di cui al comma 43.4."

i. all'articolo 39, il comma 39.4, è sostituito dal seguente:
"39.4 Ai fini della determinazione dei prezzi di sbilanciamento effettivo di cui al successivo Articolo 40, per sbilanciamento aggregato zonale si intende la differenza tra:
   i. la somma algebrica degli sbilanciamenti registrati in tutti i punti di dispacciamento localizzati in ciascuna macrozona e;
   ii. le offerte di acquisto e di vendita formulate da Terna ai sensi dei commi 70.3 e 70.4 relative alla medesima macrozona."

j. all'articolo 40, comma 40.3, lettera a), punto i) le parole "nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento" sono sostituite dalle parole "nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene";

k. all'articolo 40, comma 40.3 lettera a), punto ii) le parole "nella medesima zona" sono sostituite dalle parole "nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento";

l. all'articolo 40, comma 40.4, lettera b), punto i) le parole "nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento" sono sostituite dalle parole "nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene";
m. all'articolo 40, comma 40.4, lettera b), punto ii) le parole "nella medesima zona" sono sostituite dalle parole "nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento";
n. all'articolo 40, comma 40.5, lettera a), punto i) le parole "nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento" sono sostituite dalle parole "nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene";
o. all'articolo 40, comma 40.5, lettera a), punto ii) le parole "nella medesima zona" sono sostituite dalle parole "nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento";
p. all'articolo 40, comma 40.5, lettera b), punto i) le parole "nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento" sono sostituite dalle parole "nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene";
q. all'articolo 40, comma 40.5, lettera b), punto ii) le parole "nella medesima zona" sono sostituite dalle parole "nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento";
r. all'articolo 43, comma 43.4, le parole "dell'Acquirente Unico" sono sostituite dalle parole "del gestore di rete che ritira l'energia ai sensi del decreto legislativo n. 387/03 o della legge n. 239/04, ovvero il Gestore del sistema elettrico nel caso sia il medesimo Gestore a ritirare l'energia";
s. all'articolo 43, comma 43.5, il punto a) è soppresso;
t. l'articolo 44 è sostituito dal seguente articolo:

"Articolo 44

Corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento

44.1 Entro il giorno venticinque (25) del primo mese di ciascun trimestre Terna calcola la somma algebrica fra:

a) il saldo fra i proventi e gli oneri maturati nel trimestre precedente per effetto dell'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'Articolo 40, dei corrispettivi di non arbitraggio di cui all'Articolo 41 e dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento di Terna di cui all'Articolo 42;
b) il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna nel trimestre precedente per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento secondo le procedure previste agli articoli 60 e 61;
c) il saldo fra i proventi e gli oneri maturati da Terna nel secondo, terzo e quarto mese precedente per il servizio di aggregazione delle misure di cui ai commi 33.6 e 36.3 relativamente al corrispettivo CAPD;
d) i proventi maturati da Terna nel trimestre precedente per effetto dell'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 44.5;
e) eventuali oneri in capo a Terna ai sensi dell'articolo 7, comma 7.4, secondo periodo, della deliberazione n. 205/04, riferiti al trimestre precedente.

44.2 Entro il medesimo termine di cui al comma 44.1, Terna determina una stima del valore della somma dei saldi di cui al comma 44.1, lettere da a) a c), relativi al trimestre in corso.

44.3 Entro il medesimo termine di cui al comma 44.1, Terna pubblica il corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento, pari al rapporto fra:

a) la somma algebrica tra la somma di cui al comma 44.1 e la stima di cui al comma 44.2;

b) la stima dell'energia elettrica prelevata da tutti gli utenti del dispacciamento nel trimestre in corso.

44.4 Ai fini della determinazione del corrispettivo unitario di cui al comma 44.3, Terna adegua la somma di cui alla lettera a) del medesimo comma tenendo conto di un tasso di interesse pari al tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione.

44.5 Entro il giorno 25 (venticinque) del mese successivo a quello di competenza, Terna determina, per ciascun utente del dispacciamento, il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di cui al comma 44.3 relativo al trimestre cui il mese di competenza appartiene e l'energia elettrica prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nello stesso mese.";

u. all'articolo 59, comma 59.2, lettera a), dopo le parole "le tipologie di risorse di cui deve approvvigionarsi per il servizio di dispacciamento" sono aggiunte le parole "in ciascun ambito geografico";

v. all'articolo 59, comma 59.2, lettera a), la parola "riserva" è sostituita dalla parola "dispacciamento";

w. all'articolo 60, il comma 60.1 è sostituito dal seguente comma:

"60.1 Terna si approvvigiona, attraverso l'apposito mercato per il servizio di dispacciamento, sulla base di proprie previsioni di fabbisogno, delle risorse di cui all'articolo 59, comma 59.2, lettera a).";

x. all'articolo 60, comma 60.2, lettera b), le parole "ai partecipanti al mercato" sono sostituite dalle parole "agli utenti del dispacciamento titolari di unità abilitate";

y. all'articolo 60, comma 60.2, lettera c), le parole "ai partecipanti al mercato" sono sostituite dalle parole "agli utenti del dispacciamento titolari di unità abilitate";

z. all'articolo 60, comma 60.3, dopo le parole "tutta la potenza disponibile dell'unità di produzione" sono aggiunte le parole "per la quale l'utente del dispacciamento è abilitato ad offrire in tale mercato".

aa. all'articolo 60, dopo il comma 60.3, sono aggiunti i seguenti commi:

"60.4 L'utente del dispacciamento di un'unità di consumo abilitata deve rendere disponibile a Terna nel mercato per il servizio di dispacciamento tutta la potenza dell'unità di consumo per la quale l'utente del dispacciamento è abilitato ad offrire in tale mercato.

60.5 In deroga a quanto previsto al comma 60.1, Terna ha facoltà di concludere contratti di approvvigionamento a termine delle risorse di cui all'articolo 59, comma 59.2, lettera a), purché le modalità tecniche, economiche e procedurali adottate per la conclusione dei medesimi siano conformi agli obiettivi e ai criteri di cui al comma 60.2, lettere da a) a d) e siano state approvate dall'Autorità secondo la procedura di cui al comma 60.6.

60.6 Ai fini dell'esercizio della facoltà di cui al comma 60.5, Terna trasmette preventivamente all'Autorità proposte recanti le modalità tecniche, economiche e procedurali che la medesima società intende adottare per la conclusione di contratti di approvvigionamento a termine delle risorse di cui all'articolo 59, comma 59.2, lettera a). L'Autorità si pronuncia sulla proposta trasmessa da Terna entro 15 (quindici) giorni dalla data di ricevimento della medesima. Decorso inutilmente tale termine, la proposta si intende approvata.";

bb. all'articolo 64, comma 64.6, le parole "post-MSD-ex-ante" sono sostituite dalle parole "vincolante modificato e corretto di immissione";

cc. dopo l'articolo 69 sono aggiunti i seguenti articoli:

"Articolo 70

Disposizioni relative all'anno 2007

70.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2007

70.2 Qualora in un periodo rilevante e in una zona si riscontri insufficienza di offerta nel mercato del giorno prima, Terna può intervenire nel mercato del giorno prima, con l'obiettivo di ripristinare una condizione di sufficienza di offerta formulando offerte di vendita a prezzo zero.

70.3 Qualora in un periodo rilevante e in una zona la previsione di carico di Terna risulti superiore di almeno il 2% alla quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima e si riscontri sufficienza di offerta, Terna può formulare un'offerta di acquisto in misura tale da riportare il rapporto tra la previsione di carico di Terna e la quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima ad un valore pari a 1,02.

70.4 Qualora in un periodo rilevante e in una zona la previsione di carico di Terna risulti inferiore di almeno il 2% alla quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima e si riscontri una sufficienza di offerta nel mercato del giorno prima per la medesima zona, Terna può formulare un'offerta di vendita in misura tale da riportare il rapporto tra la previsione di carico di Terna e la quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima ad un valore pari a 0,98.

70.5 Qualora in un periodo rilevante e in una zona Terna riscontri scostamenti tra le proprie previsioni e il totale delle offerte di vendita corrispondenti a impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, l'intervento di Terna ai sensi dei commi 70.3 e 70.4 è determinato utilizzando, in luogo della quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima, la somma tra:

a) la quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima e;
b) la differenza tra le previsioni di Terna dei quantitativi di energia elettrica prodotta dalle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e le corrispondenti offerte di vendita.

70.6 Terna in situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale, ai fini della tutela della sicurezza del medesimo sistema, può intervenire nel mercato del giorno prima in misura difforme da quanto previsto ai commi, 70.3, 70.4 e 70.5, dandone tempestiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico ed all'Autorità.

70.7 I proventi e gli oneri connessi alle offerte di acquisto e alle offerte di vendita presentate da Terna ai sensi dei commi 70.3 e 70.4 concorrono alla determinazione del corrispettivo di cui all'Articolo 44.

70.8 Per le unità di produzione termoelettriche, il costo variabile riconosciuto di cui all'Articolo 64, comma 64.6, è pari in ciascun mese al valor medio della fascia di tolleranza determinata da Terna ai fini del controllo delle offerte presentate nel sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica di cui al Titolo II dell'Allegato A della deliberazione n. 67/03.

70.9 Per le unità di produzione idroelettriche, il costo variabile riconosciuto di cui all'Articolo 64, comma 64.6, è pari a zero.

70.10 Per le unità di pompaggio, il costo variabile riconosciuto di cui all'Articolo 64, comma 64.6, è pari in ciascun mese al prodotto tra:

a) prezzo medio di valorizzazione nel mercato del giorno prima dell'energia elettrica utilizzata dall'unità ai fini del pompaggio; e
b) un fattore correttivo pari al rapporto tra l'energia elettrica utilizzata dall'unità nel mese ai fini del pompaggio e l'energia elettrica prodotta dall'unità nel medesimo mese.";

Articolo 71

Piattaforma per la variazione dei programmi preliminari di prelievo

71.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2007.

71.2 Gli operatori di mercato non possono presentare offerte nel mercato di aggiustamento riferite a punti di dispacciamento per unità di consumo.

71.3 Il Gestore del mercato elettrico mette a disposizione degli operatori di mercato di punti di dispacciamento per unità di consumo una piattaforma per la comunicazione di scambi bilaterali di energia elettrica tra unità di consumo, ai fini della variazione dei programmi post MGP cumulati di prelievo. La comunicazione di tali scambi può avvenire entro i termini stabiliti dal Gestore del mercato elettrico. La variazione dei programmi può avvenire esclusivamente in seguito ad uno scambio bilaterale della stessa quantità di energia elettrica tra punti di dispacciamento per unità di consumo appartenenti alla stessa zona geografica.

71.4 Gli operatori di mercato comunicano uno scambio bilaterale di energia elettrica tra punti di dispacciamento per unità di consumo appartenenti alla stessa zona, presentando sulla piattaforma, rispettivamente, un'offerta di vendita virtuale a prezzo zero ed un'offerta di acquisto virtuale senza indicazione di prezzo, le quali abbiano ad oggetto la stessa quantità di energia elettrica, pena la non validità dello scambio.

71.5 La somma delle offerte di vendita relative a ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo deve essere pari o inferiore al programma post-MGP cumulato di prelievo riferito al medesimo punto di dispacciamento

71.6 Gli operatori che comunicano uno scambio bilaterale di energia elettrica devono indicare nelle rispettive offerte lo stesso codice alfanumerico, pena la non validità dello scambio.

71.7 La comunicazione di uno scambio bilaterale di energia non determina alcuna partita economica tra l'operatore ed il Gestore del mercato elettrico.

71.8 Alla chiusura del termine per la comunicazione degli scambi bilaterali di energia, il Gestore del mercato elettrico determina per ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo il rispettivo programma finale di prelievo, dato dalla somma tra il programma post-MGP cumulato di prelievo e le variazioni comunicate ai sensi del presente articolo. Il programma finale di ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo, valido ai fini del calcolo degli sbilanciamenti effettivi, viene comunicato dal Gestore del mercato elettrico ai relativi utenti del dispacciamento e a Terna per la registrazione nel conto di Sbilanciamento Effettivo in sostituzione del programma post_MA di prelievo.

Articolo 72

Quantificazione e liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2007

72.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2007.

72.2 Con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di consumo non rilevanti, i corrispettivi di cui al precedente Articolo 40 si applicano esclusivamente alla quota dello sbilanciamento effettivo che eccede il 3% del programma vincolante modificato di prelievo relativo al punto di dispacciamento. Per la restante quota si applica il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'Articolo 30, comma 30.4, lettera b).

72.3 Terna determina l'energia elettrica immessa per punto di dispacciamento e per periodo rilevante, l'energia elettrica prelevata per punto di dispacciamento e per periodo rilevante di cui al comma 33.4 entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

72.4 L'utente del dispacciamento, il Gestore del mercato elettrico e gli operatori di mercato pagano o ricevono i corrispettivi di cui all'Articolo 38 ed il corrispettivo di cui all'Articolo 36 entro i medesimi termini previsti dalla Disciplina per la regolazione dei pagamenti sul mercato elettrico.

72.5 Terna calcola i corrispettivi di cui agli articoli da 40 a 43, al comma 44.5 e agli articoli da 45 a 48 entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

72.6 Terna paga il corrispettivo di cui al comma 33.6 entro il giorno trenta (30) del terzo mese successivo a quello di competenza.

72.7 Terna calcola i saldi di cui al comma 44.1 lettere a) e b) e i proventi di cui al comma 44.1 lettera d) con riferimento al secondo, terzo e quarto mese precedente e calcola il saldo di cui al comma 44.1 lettera c) con riferimento al terzo, quarto e quinto mese precedente.

Articolo 73

Corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico

73.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza Terna determina, per ciascun utente del dispacciamento, il corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di cui al comma 73.2 e l'energia elettrica prelevata dal medesimo utente del dispacciamento.

73.2 I valori del corrispettivo unitario a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico sono fissati come indicato nella tabella 3 allegata al presente provvedimento.";

3. di conferire mandato al Direttore della Direzione mercati dell'Autorità affinché verifichi, anche attraverso la consultazione informale degli operatori, il corretto svolgersi delle procedure di avvio della PCE nel mese di aprile 2007 nonché la piena operatività della medesima a decorrere dall'1 maggio 2007 e, conseguentemente, ne riferisca all'Autorità;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 risultante dalle modifiche di cui al punto 2.;
5. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore con decorrenza dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 27 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 28 marzo 2007.

Integrazioni e modifiche della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 168/04 ai fini della verifica dei dati di qualità commerciale e di sicurezza dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas naturale. (Deliberazione n. 74/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 marzo 2007

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01;
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2004, n. 70/04;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 168/04);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07;
- il documento per la consultazione 24 ottobre 2006 intitolato "Verifica dei dati di qualità commerciale e di sicurezza (Modifiche ai Testi integrati della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas e dell'energia elettrica)", atto n° 29/06, (di seguito: documento per la consultazione).

Considerato che:

- l'articolo 76, comma 2 del Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas (di seguito: Testo integrato) approvato con deliberazione n. 168/04, prevedeva per il periodo dall'1 gennaio 2005 al 31 dicembre 2006 l'effettuazione in via sperimentale dei controlli dei dati di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas (di seguito: servizi gas);
- i controlli sperimentali di cui al precedente alinea sono stati effettuati con la metodologia definita dalla Parte IV del Testo integrato (di seguito: metodologia di controllo dei dati), senza che l'esercente fosse tenuto al pagamento di penalità conseguenti agli esiti di tali controlli;
- la fase sperimentale:
  - è stata finalizzata a testare mediante verifiche dirette presso gli esercenti la validità della nuova metodologia di controllo dei dati e ad individuare eventuali modifiche da introdurre prima dell'avvio dei controlli con applicazione delle penalità, previsto a partire dall'1 gennaio 2007;
  - ha dimostrato l'efficacia della nuova disciplina di verifica basata sul controllo statistico a campione dei dati di qualità comunicati dagli esercenti;

- ha consentito di individuare importanti elementi per l'affinamento della metodologia di controllo dei dati relativamente ad aspetti specifici della stessa;
- l'Autorità, sulla base degli elementi acquisiti nella fase sperimentale di cui sopra, ha formulato delle proposte per il miglioramento della metodologia di controllo dei dati attraverso il documento per la consultazione con la finalità di rendere del tutto trasparenti le modalità di controllo che verranno adottate, garantendo in tal modo la possibilità per gli esercenti di adempiere in maniera compiuta alle disposizioni in materia di qualità dei servizi gas;
- le proposte contenute nel documento per la consultazione prevedevano tra l'altro:
  - un'individuazione più puntuale dell'oggetto del controllo al fine di minimizzare per gli esercenti la tempistica di predisposizione dell'elenco dei dati da sottoporre a verifica (di seguito: elenco);
  - un ampliamento del concetto di validità attraverso l'introduzione del riscontro del codice di identificazione dell'evento o della prestazione con quello indicato nell'elenco e l'individuazione di alcuni campi dell'elenco ritenuti indispensabili;
  - una procedura per l'effettuazione del controllo dei dati di qualità dei servizi gas al fine di fornire indicazioni di maggior dettaglio a tutte le parti coinvolte;
  - una revisione delle penalità per non validità e per non conformità, previste dalle disposizioni vigenti, non sufficientemente incisive soprattutto nei casi di controlli su impianti o province di piccole dimensioni;
- le osservazioni al documento per la consultazione inviate dagli esercenti e dalle relative associazioni hanno evidenziato in merito:
  - alla comunicazione della data di effettuazione del controllo di cui all'articolo 62, comma 62.4, del Testo integrato, la necessità di un innalzamento del tempo di preavviso al fine di consentire l'approntamento dell'elenco nei tempi richiesti;
  - alla validazione dei dati, l'inopportunità dell'equiparazione della mancata compilazione di alcune colonne dell'elenco di cui all'articolo 62, comma 62.6, del Testo integrato a motivo di non validità e la necessità di introdurre la possibilità per l'esercente di dimostrare l'univocità dell'evento/prestazione sia in caso di mancanza sui documenti operativi di riscontro del codice univoco che in caso di non coincidenza con quello riportato nell'elenco fornito;
  - ai criteri di conformità dei dati validi e in particolare alla verifica di documentabilità delle cause di mancato rispetto degli standard definiti dall'Autorità, l'inopportunità dell'introduzione dell'evidenza oggettiva cartacea costituita da un documento operativo firmato dal cliente o dal soggetto terzo che attesti il motivo che ha impedito il rispetto del livello specifico o generale;
  - alle penalità per non validità e per non conformità, l'inopportunità dell'innalzamento delle penali dato che ciò risulterebbe eccessivamente oneroso per gli impianti e le province di grandi dimensioni.

Ritenuto che:

- sia necessario confermare che la mancata produzione dell'elenco di cui all'articolo 62, comma 62.6, del Testo integrato costituisca un impedimento per la prosecuzione del controllo;
- sia necessario ribadire che l'Autorità ritiene valide le evidenze oggettive fornite in sede di controllo anche solo in formato elettronico;
- siano da accogliere le richieste dei distributori e delle loro associazioni:
  - di aumentare i tempi a disposizione per la predisposizione dell'elenco di cui all'articolo 62, comma 62.6, del Testo integrato prevedendo che la comunicazione della data di effettuazione del controllo contenga anche l'indicazione delle prestazioni commerciali e/o degli eventi di sicurezza da sottoporre a controllo;
  - in merito alla validazione dei dati, di non valutare la mancata compilazione di alcune colonne dell'elenco di cui all'articolo 62, comma 62.6, del Testo integrato come non validità e di prevedere la possibilità per l'esercente di dimostrare l'univocità dell'evento/prestazione sia in caso di mancanza sui documenti operativi di riscontro del codice univoco che in caso di non coincidenza con quello riportato nell'elenco fornito;
  - in merito alla conformità e in particolare alla verifica di documentabilità delle cause di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità, di non prevedere, nel caso di mancato rispetto per causa del cliente finale o di terzi, l'obbligatorietà del documento operativo firmato dal cliente o dal soggetto terzo che attesti il motivo che ha impedito il rispetto del livello specifico o generale;
- non sia da accogliere la richiesta dei distributori e delle loro associazioni in merito all'innalzamento del tempo di preavviso per l'effettuazione del controllo di cui all'articolo 62, comma 62.4, del Testo integrato stante la più puntuale individuazione dell'oggetto del controllo;
- sia opportuno dare mandato al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità affinché definisca, previa informativa all'Autorità, la procedura per lo svolgimento dei controlli sui dati di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas e pubblichi la stessa sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) comunicandola alle principali associazioni di categoria dei distributori e venditori di gas, al fine di garantirne la conoscenza e l'ordinato svolgimento

DELIBERA

1. di approvare le seguenti modifiche e integrazioni dell'Allegato A della deliberazione dell'Autorità, n. 168/04:
   a. all'articolo 36, comma 2, lettera j), le parole "la stima dei tempi previsti" sono sostituite dalle parole "la stima, ove disponibile, dei tempi previsti";
   b. all'articolo 56, comma 2, è aggiunta la seguente lettera:
   "j) l'ammontare dell'eventuale indennizzo corrisposto.";

c. all'articolo 62, comma 1, la lettera a) è sostituita dalla seguente lettera:

"a) per i distributori, gli eventi di sicurezza e/o le prestazioni di qualità commerciale del servizio di distribuzione;"

d. all'articolo 62, comma 4:

- la lettera a) è sostituita dalla seguente:
  "a) gli eventi di sicurezza del servizio di distribuzione e/o le prestazioni di qualità commerciale dei servizi gas oggetto del controllo;";
- la lettera c) è sostituita dalla seguente:
  "c) per quali impianti di distribuzione e/o per quali province viene effettuato il controllo dei dati di qualità.";

e. all'articolo 62, comma 6:

- le parole "In sede di controllo, l'esercente fornisce, anche su supporto elettronico" sono sostituite con le parole "In sede di controllo l'esercente fornisce su supporto elettronico:";
- la lettera a) è sostituita dalla seguente:
  "a) relativamente agli eventi di sicurezza del servizio di distribuzione oggetto del controllo:";
- la lettera b) è sostituita dalla seguente:
  "b) relativamente alle prestazioni di qualità commerciale dei servizi gas oggetto del controllo:";
- le parole "Dalla porzione di elenco, dall'elenco o dall'unione degli elenchi scelti, che costituiscono la popolazione degli eventi di sicurezza o la popolazione delle prestazioni di qualità commerciale, viene estratto, con campionamento casuale semplice, un campione di eventi di sicurezza o di prestazioni di qualità commerciale da sottoporre al controllo dei dati di qualità." sono sostituite con le parole "Dagli elenchi di cui sopra, ciascuno dei quali costituisce la popolazione dei relativi eventi di sicurezza e/o delle relative prestazioni di qualità commerciale, viene estratto, con campionamento casuale semplice, un campione di eventi di sicurezza e/o di prestazioni di qualità commerciale da sottoporre al controllo dei dati di qualità.";

f. all'articolo 62, dopo il comma 6, vengono aggiunti i seguenti commi:

"62.7 L'esercente che non fornisce gli elenchi di cui al precedente comma entro un tempo massimo fissato in 4 (quattro) ore dall'avvio delle attività ispettive, entro 15 (quindici) giorni solari dalla data di completamento del controllo comunica all'Autorità le motivazioni, supportate da idonea documentazione, della mancata consegna di tali elenchi.";

62.8 I numeri degli eventi di sicurezza del servizio di distribuzione e/o delle prestazioni di qualità commerciale dei servizi gas riportati negli elenchi di cui al comma 62.6 devono essere coerenti con i relativi dati comunicati dall'esercente all'Autorità. Nel caso in cui si riscontrassero eventuali discrepanze l'esercente dovrà fornire ai controllori la motivazione documentata delle difformità in assenza della quale il valore complessivo della popolazione utilizzato per il calcolo delle penalità di cui all'Articolo 71 sarà il più elevato tra quello comunicato dall'esercente all'Autorità e quello fornito in sede di controllo.";

g. all'articolo 62, sono eliminate:
   - dalla tabella R le colonne denominate "Tempo effettivo rilevato come da Articolo 48 (cifra intera)" e "Data pagamento indennizzo (gg/mm/aa)";
   - dalla tabella S le colonne denominate "Data ricevimento richiesta prestazione (gg/mm/aa)", "Luogo" e "Data pagamento indennizzo (gg/mm/aa)";

h. all'articolo 63, comma 1, le parole della tabella T "Copia del modulo attestante l'esecuzione della prestazione" sono sostituite con le parole "Copia della documentazione (anche informatica) attestante l'esecuzione della prestazione ";

i. all'articolo 63, dopo il comma 1, è aggiunto il comma:
   "63.2 Nel caso in cui gli elementi per la validazione di cui al precedente comma non riportino il codice univoco dell'evento di sicurezza o della prestazione di qualità commerciale oppure nel caso in cui tale codice non coincida con quello riportato negli elenchi forniti dall'esercente, i relativi eventi o le relative prestazioni vengono classificati non validi. Nel caso in cui tale codice non coincida con quello riportato negli elenchi forniti dall'esercente è fatta salva la facoltà per l'esercente di chiarire in sede di controllo quali siano le regole per la composizione del codice univoco riportato negli elenchi e di fornire eventuali tabelle per la decodifica dei codici, ferma restando la necessità di individuazione univoca dell'evento di sicurezza o della prestazione di qualità commerciale.";

j. all'articolo 64, comma 2, lettera a), le parole "ed esattezza del tempo di effettuazione della prestazione nel caso di chiamata telefonica per pronto intervento" sono sostituite con le parole "ed esattezza del tempo di effettuazione della prestazione nel caso di chiamata telefonica per pronto intervento per la quale sia stato rispettato il tempo massimo di 60 minuti;";

k. all'articolo 64, comma 3, lettera a):
   - al punto (i), le parole "limitatamente ai preventivi predisposti senza appuntamento personalizzato per il sopralluogo;" sono sostituite con le parole "limitatamente ai preventivi predisposti senza appuntamento personalizzato per il sopralluogo per i quali sia stato rispettato il relativo livello specifico;";
   - il punto (iv) è sostituito dal punto:
     "(iv) nel caso di prestazioni diverse dalla richiesta di preventivo per le quali l'esercente non abbia rispettato il relativo livello specifico per le cause indicate dall'Articolo 52, comma 52.1, lettere a) e b), alla verifica in sequenza dei criteri di corrispondenza e documentabilità delle cause;";
   - il punto (v) è sostituito dal punto:
     "(v) nel caso di prestazioni diverse dalla richiesta di preventivo per le quali l'esercente non abbia rispettato il relativo livello specifico per le cause indicate dall'Articolo 52, comma 52.1, lettera c), alla verifica in sequenza dei criteri di corrispondenza e correttezza dell'indennizzo automatico;";

l. all'articolo 64, comma 3, lettera b), le parole "limitatamente alle prestazioni effettuate senza appuntamento personalizzato." sono sostituite con le parole "limitatamente alle prestazioni effettuate senza appuntamento personalizzato per le quali sia stato rispettato il relativo livello generale." ;

m. all'articolo 66, comma 2, le parole "solo dei dati indicati dall'Articolo 36, comma 36.2 dalla lettera a) alla lettera i)" sono sostituite con le parole "solo dei dati indicati dall'Articolo 36, comma 36.2, dalla lettera a) alla lettera j)";
n. all'articolo 69, comma 1:
   - le parole "alle chiamate telefoniche per pronto intervento di cui all'Articolo 9" sono sostituite con le parole "alle chiamate telefoniche per pronto intervento di cui all'Articolo 9 per le quali sia stato rispettato il tempo massimo di 60 minuti e alle prestazioni di qualità commerciale";
   - le parole "o definiti dall'esercente di cui all'Articolo 60." sono sostituite con le parole "o definiti dall'esercente di cui all'Articolo 60 per le quali sia stato rispettato il relativo livello specifico o generale.";
o. all'articolo 69, comma 4, le parole "definito dall'esercente di cui all'Articolo 60 o del relativo livello generale" sono sostituite con le parole "definito dall'esercente di cui all'Articolo 60 o un superamento del tempo massimo previsto dal relativo livello generale di cui all'Articolo 51";
p. all'articolo 69, comma 5, le parole "chiamata per pronto intervento evidenzi un mancato rispetto del livello generale di cui all'Articolo 23, comma 23.1," sono sostituite con le parole "chiamata per pronto intervento evidenzi il superamento del tempo massimo di 60 minuti,";

2. di dare mandato al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità affinché definisca, previa informativa all'Autorità, la procedura per lo svolgimento dei controlli sui dati di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas e pubblichi la stessa sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) comunicandola alle principali associazioni di categoria dei distributori e venditori di gas, al fine di garantirne la conoscenza e l'ordinato svolgimento;
3. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo dell'Allegato A della deliberazione n. 168/04 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 28 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 28 marzo 2007.

Modifiche ed integrazioni alle disposizioni generali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di qualità del gas naturale emanate con la deliberazione 6 settembre 2005, n. 185/05. (Deliberazione n. 75/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 marzo 2007

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- la legge 6 dicembre 1971, n. 1083;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 29 settembre 2005;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 19 febbraio 2007;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 1 luglio 2003, n. 75/03 (di seguito: deliberazione n. 75/03);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 144/03 (di seguito: deliberazione n. 144/03);
- la deliberazione dell'Autorità 6 settembre 2005, n. 185/05 (di seguito: deliberazione n. 185/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 gennaio 2006, n. 15/06 (di seguito: deliberazione n. 15/06);
- il documento per la consultazione 6 giugno 2006, atto n. 14/06, recante "Regolazione del servizio di misura del trasporto e criteri per la definizione del corrispettivo di misura di cui alla deliberazione 29 luglio 2005 n. 166/05" (di seguito: documento per la consultazione in tema di misura del gas);
- il documento per la consultazione 19 dicembre 2006, atto n. 35/06, recante "Regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di trasporto del gas naturale" (di seguito: documento per la consultazione in tema di qualità del servizio di trasporto);
- il codice di trasporto di Snam Rete Gas S.p.A. approvato dall'Autorità, ed in particolare il capitolo 11 intitolato "Qualità del gas";
- il codice di trasporto di Edison T&S S.p.A., ridenominata dal 31 dicembre 2004 Società Gasdotti Italia S.p.A., approvato dall'Autorità, ed in particolare il capitolo 11 intitolato "Qualità del gas".

Considerato che:

- con la deliberazione n. 185/05 l'Autorità ha introdotto una regolazione più puntuale della misura e del controllo del potere calorifico effettivo superiore (di seguito: PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali ad integrazione e completamento di quanto già emanato in materia;
- la deliberazione n. 185/05 ha tra l'altro:
  - posto in capo all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo del PCS e degli altri parametri di qualità del gas naturale, prevedendo peraltro, nel caso in cui gli apparati di misura non siano di sua proprietà, l'adempimento degli obblighi da parte del proprietario degli apparati;
  - previsto che l'impresa di trasporto integri il proprio codice di rete con la metodologia di individuazione e modifica delle Aree omogenee di prelievo (di seguito: AOP), previa approvazione della stessa da parte dell'Autorità e, più in generale, che le disposizioni contenute nel provvedimento siano recepite dalle imprese di trasporto nei rispettivi codici di rete,
  - individuato due modalità differenti di stima dei valori del PCS nei casi di indisponibilità della misura a seconda che sia possibile o meno individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale si è verificata l'indisponibilità del dato ed in particolare ha previsto che:
    a. nel primo caso, l'impresa di trasporto può attribuire al punto di misura la misura giornaliera del PCS del gas naturale rilevata nello stesso giorno gas nell'AOP alternativa; tuttavia, se non viene resa nuovamente disponibile la misura entro il settimo giorno gas successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato, a partire dall'ottavo giorno gas l'impresa è tenuta ad effettuare il campionamento incrementale del gas naturale nel punto di misura e ad utilizzare per l'AOP interessata il valore del PCS determinato dal laboratorio;
    b. nel secondo caso, invece, l'impresa di trasporto è tenuta ad effettuare il campionamento del gas naturale a partire dal quinto giorno gas qualora non abbia reso nuovamente disponibile tale misura entro il quarto giorno gas successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato; per i giorni gas per i quali è risultata indisponibile la misura giornaliera del PCS, prima dell'avvio del campionamento, l'impresa di trasporto utilizza il PCS medio mensile del mese precedente in quel punto di misura;
  - definito dei livelli generali di disponibilità della misura del PCS del gas naturale, assicurando una adeguata gradualità di implementazione in fase di prima attuazione delle disposizioni generali dell'Autorità in tema di qualità del gas, coincidente con gli anni termici 2005-2009;
  - precisato nelle disposizioni transitorie l'obbligo a completare l'installazione dei gascromatografi e degli apparati di misura dei parametri non misurabili mediante gascromatografo nei punti di ingresso della rete entro il 30 settembre 2007;

- l'Autorità ritiene che le attività relative alla misura, sia dei volumi che della qualità del gas naturale, debbano essere considerate tra di loro in modo unitario; tuttavia, visto il documento per la consultazione in tema di misura del gas e stante la complessità del tema, ha ritenuto necessario formulare alcune proposte di modifica della deliberazione n. 185/05 da adottare in tempi brevi;
- il documento per la consultazione in tema di qualità del servizio di trasporto ha proposto di:
  - approvare una versione unica della metodologia per l'individuazione e la modifica delle AOP, a partire dalla versione preliminare in appendice al documento per la consultazione in tema di qualità del servizio di trasporto e tenuto conto delle proposte di integrazione formulate dalle imprese di trasporto;
  - prevedere l'obbligo per l'impresa di trasporto di predisporre lo stato di consistenza degli apparati di misura al 30 settembre di ogni anno per ogni punto di misura della qualità del gas;
  - semplificare l'attuale regolamentazione che distingue gli obblighi a seconda che sia o non sia possibile individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale non sia disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale, stabilendo l'impegno a campionare il gas naturale con frequenza giornaliera a partire dall'ottavo giorno gas di indisponibilità del dato;
  - eliminare l'attuale livello generale di disponibilità delle misure del PCS previsto nel caso di non considerazione dell'AOP alternativa, fermo restando il monitoraggio delle disponibilità delle misure da apparato, e di modificare la formula per il calcolo dell'indicatore di disponibilità delle misure del PCS in modo da tenere conto soltanto delle indisponibilità dovute a cause imputabili all'esercente;
- le aziende di trasporto di gas naturale hanno richiesto di:
  - rivedere l'obbligo di installazione di apparecchiature fisse per la misura in continuo di tutti i parametri di qualità del gas naturale nei punti di ingresso della rete di trasporto, con riferimento al punto di rugiada idrocarburi ed ai composti solforati, per i quali i valori storici indicano misure sensibilmente inferiori ai limiti di specifica;
  - rettificare i valori del livello generale di disponibilità delle misure del PCS del gas naturale sia per gli anni termici 2006 – 2009 che a regime per tenere in debito conto i tempi di indisponibilità della misura per interventi di manutenzione e controllo degli apparati;
  - nel caso in cui l'impresa di trasporto si avvalga della facoltà di non attrezzare un punto di ingresso con apparati fissi per la misura in continuo dei parametri di qualità del gas naturale:
    a. non eliminare la possibilità di utilizzare un sistema di campionamento incrementale in alternativa a quello istantaneo, anche in considerazione del fatto che tale sistema è da impiegare nel caso di indisponibilità delle misure giornaliere del PCS del gas naturale in una AOP;
    b. prevedere una frequenza trimestrale per il campionamento;

c. precisare il criterio di intensificazione delle misure in caso di superamento dei valori limite di specifica.

- modificare l'obbligo di campionamento con frequenza giornaliera a partire dall'ottavo giorno di indisponibilità della misura giornaliera del PCS del gas naturale in una AOP.

Ritenuto che:

- in relazione alla metodologia di individuazione e modifica delle AOP sia opportuno confermare l'adozione di una versione unica per tutte le imprese di trasporto e di prevederne l'applicazione a partire dall'1 ottobre 2007;
- sia opportuno accogliere la richiesta di rivedere gli obblighi circa la misura in continuo ai punti di ingresso della rete di trasporto per il punto di rugiada idrocarburi e per i composti solforati;
- con riferimento ai punti di ingresso per i quali l'impresa di trasporto si sia avvalsa della facoltà di non effettuare le misure in continuo, sia opportuno accogliere le richieste di:
  - non eliminare la possibilità di attrezzare i suddetti punti con un sistema di campionamento incrementale in alternativa ad uno manuale istantaneo;
  - effettuare almeno un campionamento trimestrale del gas raccolto con il sistema anzidetto, con successiva analisi gascromatografica in un laboratorio accreditato SINAL o SIT;
  - specificare come variare la frequenza delle misure nel caso in cui si riscontri il superamento dei limiti di specifica;
- sia necessario estendere il divieto di immettere gas naturale fuori specifica o contenente elementi di norma non presenti nel gas naturale, in quantità che potrebbero recare danno agli utenti del servizio, anche al caso di alimentazione di reti di distribuzione tramite carri bombolai;
- con riferimento ai casi di disfunzioni dei sistemi di misura del PCS del gas naturale che provochino la mancanza di valori della misura giornaliera del PCS, sia opportuno uniformare la regolazione prevedendo l'obbligo di effettuare il campionamento, con frequenza giornaliera, a partire dal decimo giorno gas di indisponibilità;
- sia opportuno prevedere un unico indicatore di disponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale e, relativamente al livello generale ad esso correlato, accogliere la richiesta di rivedere i valori proposti nel documento per la consultazione in tema di qualità del servizio di trasporto per tenere in debito conto i tempi di indisponibilità della misura per interventi di manutenzione e controllo degli apparati

DELIBERA

1. di approvare le seguenti modifiche ed integrazioni alle “Disposizioni generali dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in tema di qualità del gas naturale” approvate con la deliberazione n. 185/05:

   a. all’articolo 1, comma 1, è aggiunta la seguente lettera:
   “ee.“stato di consistenza” è l’insieme dei documenti relativi gli apparati di misura utilizzati per la determinazione dei parametri di qualità del gas naturale; in particolare per ogni apparato deve essere registrato almeno:
      i. l’anno di fabbricazione;
      ii. l’anno di installazione;
      iii. la marca;
      iv. i parametri di qualità del gas che l’apparato di misura è in grado di misurare.”;

   b. all’articolo 5, comma 2, lettera b), le parole “a linee guida emesse dal Comitato Italiano Gas” sono sostituite dalle parole “al fascicolo tecnico predisposto dal costruttore”;

   c. all’articolo 5, comma 4, lettera c), le parole “all’articolo 14, comma 1” sono sostituite dalle parole “all’articolo 14, comma 1, riferite all’anno termico precedente e lo stato di consistenza degli apparati di misura al 30 settembre precedente;”;

   d. all’articolo 5, il comma 5 è sostituito dal seguente:
   “5. L’impresa di trasporto non è tenuta a dotare una AOP di un punto di misura del PCS del gas naturale nel caso di:
      a. AOP con un unico punto di alimentazione da una rete di gasdotti, nazionale o regionale, gestita da un’altra impresa di trasporto;
      b. AOP con un unico punto di alimentazione, diverso dal caso di cui alla precedente lettera *a* e da un punto di importazione, caratterizzato da volumi giornalieri di gas inferiori a 100.000 standard metri cubi.”;

   e. all’articolo 6, comma 1, le parole “L’impresa di trasporto” sono sostituite dalla parola “L’Autorità”;

   f. all’articolo 6, il comma 2 è sostituito dal seguente comma:
   “2. L’impresa di trasporto applica la metodologia approvata dall’Autorità a partire dall’1 ottobre 2007 e la pubblica sul proprio sito internet.”;

   g. all’articolo 7, comma 1, la lettera a) è sostituita dalla seguente:
   “a. gascromatografi per la misura in continuo dei parametri di qualità di cui alle lettere da *a* a *d*, comma 1, dell’art 3, duplicati per i punti di importazione e per i punti di immissione da impianti di Gnl; il contenuto di ossigeno sarà invece determinato con frequenza trimestrale su un campione istantaneo di gas, prelevato conformemente a quanto previsto al successivo comma 6, lettera *b*, ed analizzato presso un laboratorio accreditato SINAL o SIT;”;

h. all'articolo 7, comma 1, la lettera b) è sostituita dalla seguente:
"b. altri apparati e sistemi di misura, limitatamente ai parametri di qualità non misurabili mediante gascromatografi, tranne che per il punto di rugiada idrocarburi e per i composti solforati, per i quali l'impresa di trasporto definisce la frequenza e le modalità di misura.";

i. all'articolo 7, comma 6, lettera a), la parola "incrementale" è sostituita dalle parole "manuale istantaneo o, in alternativa, incrementale;";

j. all'articolo 7, comma 6, lettera c), le parole "al mese" sono sostituite dalle parole "al trimestre";

k. all'articolo 7, comma 6, lettera d), le parole "dei punti di rugiada;" sono sostituite dalle parole "dei punti di rugiada con frequenza mensile;";

l. all'articolo 7, comma 6, è aggiunta la seguente lettera:
"e. effettua con frequenza mensile la misura di quei parametri di qualità per i quali si sia riscontrato, anche solo una volta, il superamento dei limiti di specifica a partire dal mese successivo a quello di superamento; nel caso in cui i suddetti parametri rientrino nella norma per almeno due rilevazioni consecutive, la misura potrà essere effettuata con la frequenza di cui alla precedente lettera *c*.";

m. all'articolo 8 è aggiunto il seguente comma:
"6. Il divieto di cui al precedente comma 1 si applica anche al caso di immissione di gas naturale nella rete di distribuzione mediante carro bombolaio.";

n. all'articolo 11, il comma 2 è sostituito dal seguente:
"2. L'impresa di trasporto, qualora per un punto di misura di una AOP, per il quale non sia stata disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale, non abbia reso nuovamente disponibile tale misura entro il nono giorno gas successivo a quello in cui è iniziata l'indisponibilità del dato, a partire dal decimo giorno gas è tenuta ad effettuare con frequenza giornaliera il campionamento del gas naturale nel punto di misura di cui sopra con le modalità previste all'articolo 7, comma 6, lettere *a* e *b*, e ad utilizzare per l'AOP interessata il valore del PCS determinato da un laboratorio accreditato SINAL o SIT.";

o. all'articolo 11, il comma 3 è sostituito dal seguente:
"3. Nel caso in cui non sia possibile individuare un'AOP alternativa all'AOP per la quale non sia disponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale relativa ad un giorno gas, l'impresa di trasporto considera nei giorni gas in cui è risultata indisponibile la misura giornaliera del PCS del gas naturale e nei quali non è stato ancora effettuato il campionamento, il PCS medio mensile del mese precedente in quel punto di misura.";

p. all'articolo 12, il comma 1 è sostituito dal seguente:
"1. Al fine di definire gli obblighi di servizio e gli standard generali relativi alla disponibilità delle misure del PCS del gas naturale, nel presente provvedimento si fa riferimento all'indicatore percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa.";

q. l'articolo 13 è sostituito dal seguente:

"Articolo 13

Livello generale di disponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale

1. Il livello generale di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale nei punti di misura in una AOP è definito nella tabella A.

Tabella A – Livello generale di disponibilità delle misure del PCS del gas naturale

Indicatore	**Livello generale**
Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa $DISP_{PCS}$	96%

2. Il livello effettivo di disponibilità delle misure del PCS del gas naturale relativo all'indicatore "Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure orarie del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa" $DISP_{PCS}$ si calcola con arrotondamento alla seconda cifra decimale mediante la seguente formula:

$$DISP_{PCS} = \frac{N_{PCS} + N_{PCSFSab}}{N_{PCS} + N_{PCSFSc} + N_{PCSFSab}} \times 100$$

dove:

a. N_{PCS} è il numero delle misure orarie disponibili in un punto di misura di una AOP considerando un'eventuale AOP alternativa;

b. $N_{PCSFSab}$ è il numero delle misure orarie non disponibili in un punto di misura di una AOP considerando un'eventuale AOP alternativa per le cause indicate all'articolo 14, comma 1, lettere *a* e *b*;

c. N_{PCSFSc} è il numero delle misure orarie non disponibili in un punto di misura di una AOP considerando un'eventuale AOP alternativa per le cause indicate all'articolo 14, comma 1, lettera *c*.

3. Il livello effettivo di disponibilità delle misure orarie del PCS del gas naturale è calcolato per ogni mese e per ogni punto di misura di una AOP.";

r. all'articolo 15, comma 2, è aggiunta la seguente lettera:
"f. lo stato di consistenza degli apparati di misura al 30 settembre di ogni anno.";

s. all'articolo 17, comma 1, lettera b), è aggiunto il seguente punto:
"iv. quelli dotati e quelli non dotati di altri apparati di misura dei parametri di qualità non misurabili mediante gascromatografo.";

t. all'articolo 20, comma 3, le lettere a., b. e c. sono sostituite dalle seguenti:
"a. al fine di definire gli obblighi di servizio e gli standard generali relativi alla disponibilità delle misure del PCS del gas naturale si fa riferimento all'indicatore percentuale minima di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa;
b. con riferimento all'indicatore di cui alla lettera precedente, il livello effettivo di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale nei punti di misura di una AOP è calcolato con le stesse modalità definite all'articolo 13, comma 2, considerando le misure giornaliere disponibili anziché le misure orarie disponibili;
c. il livello generale di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale nei punti di misura in una AOP è definito nella tabella B.";

u. all'articolo 20, la tabella B è sostituita dalla seguente:

Tabella B – Livello generale di disponibilità delle misure giornaliere del PCS del gas naturale per gli anni termici 2006-2009

Indicatore	Livello generale	
	Dall'1 ottobre 2006 al 30 settembre 2007	**Dall'1 ottobre 2007 al 30 settembre 2009**
Percentuale minima di disponibilità mensile delle misure giornaliere del PCS del gas naturale considerando un'eventuale AOP alternativa - $DISP_{PCS}$	90%	93%

2. di approvare la "Metodologia relativa alle Aree Omogenee di Prelievo", allegata alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato A);
3. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo delle "Disposizioni generali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di qualità del gas naturale" approvate con la deliberazione n. 185/05 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 28 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

Allegato A

METODOLOGIA RELATIVA ALLE AREE OMOGENEE DI PRELIEVO

1. INTRODUZIONE

La presente procedura è stata redatta in ottemperanza al provvedimento "*Disposizioni generali dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità del gas naturale*", approvato con la deliberazione 6 settembre 2005, n.185/05 (di seguito: deliberazione n. 185/05).

Le Aree Omogenee di Prelievo (di seguito: AOP) sono state introdotte dal Trasportatore in quanto la rete dei gasdotti trasporta gas di diversa provenienza e le apparecchiature di analisi del gas, i gascromatografi, non sono presenti in tutti i punti di riconsegna (di seguito: PdR). Le AOP presentano dei confini che possono essere variabili, proprio in funzione delle dinamiche del trasporto del gas; tali confini sono individuati in alcuni punti singolari della rete quali, in via esemplificativa ma non esaustiva, impianti di immissione, nodi delle rete e punti di riconsegna del gas.

2. SCOPO

La presente procedura ha come scopo la descrizione delle attività di gestione e controllo delle AOP ovvero la caratterizzazione della qualità del gas trasportato in funzione delle rilevazioni degli strumenti di analisi e delle conoscenze tecnico-operative dei flussi nella rete di trasporto.
L'insieme delle attività svolte produce come output principale l'individuazione dell'abbinamento AOP-PdR e, quindi, consente di assicurare la corretta applicazione dei dati di qualità necessari per la misura in energia del gas riconsegnato dal Trasportatore ai PdR, in assenza di una determinazione puntale.

3. RIFERIMENTI NORMATIVI

La presente metodologia rimanda a disposizioni contenute in altre pubblicazioni; tali riferimenti normativi sono di seguito elencati. Per quanto riguarda i riferimenti datati, successive modifiche o revisioni apportate a dette pubblicazioni, valgono unicamente se introdotte nella presente norma come aggiornamento o revisione. Per i riferimenti non datati vale l'ultima edizione della pubblicazione alla quale si fa riferimento.

- Codice di Rete 4 Luglio 2003, Capitolo 11 " Qualità del gas " ed allegato 11/B
- Delibera AEEG n. 185/05 "Disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale ai sensi dell'art. 2, comma 12 lettere g) ed h), della legge 14 Novembre 1995, N. 481"
- Norma ISO 10715 "Natural gas – Sampling guidelines"
- Norma ISO 6976 "Natural gas – calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition"
- Norma ISO 10723 "Natural gas – Performance evaluation for on-line analytic systems"

4. TERMINI E DEFINIZIONI

Ai fini della presente metodologia si applicano i termini e le definizioni presenti nel Codice di Rete del Trasportatore, nella deliberazione n. 185/05 e le definizioni seguenti:

ADIACENZA	Condizione esistente fra due o più AOP confinanti che scambiano gas.
AOP ALTERNATIVA	Si definisce AOP alternativa di un'altra quella AOP tale per cui i gas distribuiti in entrambe risultano di qualità simile ed, inoltre, il valore medio mensile del PCS e della Massa Volumica presentano una differenza non superiore al ±0.5%, mentre i componenti CO_2 ed N_2 una differenza non superiore al ±10%.
ATTRIBUZIONE	Processo attraverso il quale avviene l'abbinamento fra PdR ed AOP.
GRIGLIA AOP ALTERNATIVE	Elenco che riporta per ciascuna AOP una lista, ordinata per priorità di utilizzo, delle AOP alternative che il sistema informatico può utilizzare ai fini di garantire l'individuazione della qualità del gas distribuito.
MAGLIA	Insieme chiuso di nodi e tratti di tubazioni tali da permettere l'alimentazione di un Cliente finale da direzioni diverse.
SCHEDA TECNICA	Il documento che riporta dati di carattere tecnico sulla apparecchiatura di analisi del gas (gascromatografo), ed individua la AOP nelle sue caratteristiche quali, in via esemplificativa ma non esaustiva, assetti particolari, note rilevanti sui valori storici del PCS, note sulla storia delle adiacenze con altre AOP.

5. METODOLOGIA DI INDIVIDUAZIONE DELLA AOP

La presente metodologia si basa sulla assunzione che è possibile aggregare i PdR secondo aree geografiche nelle quali viene trasportato gas con valore di PCS medio mensile convenzionalmente uguale. La rilevazione dei parametri di qualità del gas non avviene quindi in ciascun punto di riconsegna, ma in punti precisi stabiliti dal trasportatore.

La suddivisione della rete di trasporto in AOP è effettuata sulla base:

- delle conoscenze tecnico-operative dei flussi del gas;
- della struttura del sistema di trasporto;
- dello studio dei dati forniti dagli strumenti di analisi della composizione del gas, dislocati sul territorio.

In particolare, il processo di determinazione iniziale dell'estensione di una AOP e dei suoi confini avviene secondo quanto di seguito descritto:

a. elaborazione dell'elenco dei punti di immissione e dei PdR in successione topologica/geografica;
b. associazione ad ogni punto di immissione e ad ogni singolo PdR del volume mensile di gas naturale misurato e registrato nei sistemi informatici;
c. determinazione del confine delle singole AOP tramite individuazione dei punti di equilibrio dei flussi di gas, ottenuti attraverso il bilancio tra il volume mensile di gas naturale del punto di immissione ed i volumi di gas riconsegnati; nel caso in cui non si riesca ad individuare il punto d'equilibrio, si attribuisce l'ultimo PdR all'AOP con il PCS di valore minore;
d. attribuzione dei PdR ricadenti all'interno del confine delle singole AOP, individuate al punto precedente, tramite abbinamento tra il codice del PdR ed il codice della AOP individuata dal bilancio.

In Allegato sono riportate le diverse tipologie di AOP possibili.

Ogni Punto di misura del PCS viene univocamente determinato e caratterizzato mediante la compilazione della Scheda Tecnica.

Essendo noti e completamente caratterizzati i punti di immissione di gas nella rete, eventuali cambiamenti nella qualità del gas immesso o variazioni nel numero dei punti di immissione, vengono analizzati al fine di verificare l'eventuale impatto sugli assetti delle AOP secondo le modalità indicate nei capitoli 8 e 9.

Al termine del processo il Trasportatore registra per ogni AOP la rete di gasdotti di influenza.
L'elenco dei PdR e delle relative AOP abbinate viene reso disponibile ogni mese sul sito del Trasportatore per la consultazione da parte degli operatori del sistema.

6. INDIVIDUAZIONE DELLE AOP ALTERNATIVE

L'AOP Alternativa di una data AOP è quella AOP tale per cui la qualità dei gas distribuiti in entrambe risulta simile ovvero risponde a criteri stringenti attinenti alla composizione del gas trasportato nelle due AOP; criteri che vanno oltre la sola equivalenza energetica, imponendo che siano simili anche i valori di altri parametri di qualità del gas.
Quando in una AOP il gascromatografo di riferimento non fornisce valori giornalieri validi o affidabili, ad esempio a causa di guasti o carenza di dati acquisiti, vengono utilizzati i dati di qualità provenienti dal gascromatografo abbinato alla AOP Alternativa.

Entro il giorno sette del mese viene definita una griglia delle AOP alternative per il mese in corso.
Fatti salvi gli obblighi previsti dalla deliberazione n. 185/05, nel caso in cui non sia possibile individuare una AOP alternativa, il dato di PCS fornito dal sistema informatico al processo AOP, per le elaborazioni di competenza per il periodo di indisponibilità del PCS, è quello relativo alla media del mese precedente della stessa AOP in cui si è verificata l'indisponibilità.

Il processo avviene in due fasi successive: la prima genera in automatico un elenco definitivo validato di AOP che soddisfano i criteri analitici sulla composizione del gas, la seconda comporta una analisi di dettaglio della stessa lista e si basa sulle conoscenze tecnico-operative dei flussi del gas.
Il sistema informativo, per ciascuna AOP, partendo dall'elenco delle AOP Alternative individuate per il mese precedente, esamina i dati procedendo per scarti successivi, confermando o meno l'elenco, effettuando aggiunte o cancellazioni, nel rispetto dei seguenti criteri:

- selezione delle AOP il cui valore di PCS differisce al massimo del ±0.5% rispetto a quello della AOP di riferimento;
- selezione delle AOP, a partire dall'elenco individuato in esito al punto precedente, il cui valore di massa volumica differisce al massimo del ± 0.5% rispetto a quello della AOP di riferimento;
- selezione delle AOP, a partire dall'elenco individuato in esito al punto precedente, i cui valori percentuali molari dei componenti CO_2 ed N_2 differiscono entrambi al massimo del ±10% rispetto ai corrispondenti valori della AOP di riferimento.

A tale fase di identificazione delle possibili AOP Alternative segue l'analisi di dettaglio delle stesse, che produce un elenco definitivo, chiamato "griglia", dove sono riportate per ciascuna AOP le relative AOP Alternative determinate.
Questo processo viene svolto secondo i seguenti criteri:

a. vengono analizzate le informazioni del momento sulle possibili variazioni dell'assetto di trasporto e le eventuali immissioni di gas a qualità diversa;
b. vengono scartate le AOP che, pur confinanti, non hanno tratti di rete interconnessi, e pertanto non possono scambiare gas;
c. si ordinano le AOP individuate, tenendo presente alcuni criteri di priorità in funzione delle situazioni esistenti al momento della verifica, quali:
   - AOP fisicamente confinanti;
   - assetti di rete in corso al momento della verifica;
   - assetti di rete stagionali conosciuti;
   - stato ed andamento dei prelievi dei PdR presenti sulla rete analizzata.

La scelta definitiva dell'AOP Alternativa, da utilizzare per rendere disponibili i parametri giornalieri di qualità del gas naturale per l'AOP di riferimento il cui gascromatografo risulti non funzionante, può essere fatta dal Trasportatore in base ad ulteriori considerazioni dettate dall'esperienza professionale.

Il Trasportatore registra il codice dell'AOP designata quale AOP Alternativa, insieme alle motivazioni della preferenza.

Il processo è soggetto durante il mese a verifiche mirate, subordinate alle variazioni che possono intervenire nei programmi giornalieri di trasporto con possibili dirette conseguenze sui confini delle AOP.
Come risultato la griglia può essere modificata con cancellazioni, ripristini e cambiamenti dell'ordine delle AOP Alternative selezionate, in relazione a variazioni importanti degli assetti della rete di trasporto.

7. PROCESSO DI ATTRIBUZIONE DI UN NUOVO PDR AD UNA AOP

L'abbinamento AOP-PdR per tutti i PdR in fase di entrata in esercizio viene effettuato dal Trasportatore seguendo in successione le fasi di seguito riportate:

a. localizzazione del PdR nella rete di trasporto;
b. utilizzo delle informazioni inerenti i gasdotti per individuare la zona di influenza della AOP a cui aggregare il PdR;
c. abbinamento nel sistema informatico del codice PdR al numero della AOP individuata;
d. eventuale aggiornamento della documentazione tecnica relativa alla AOP interessata.

Il legame individuato viene mensilmente verificato attraverso una attività di monitoraggio a breve termine, descritta al capitolo 8.
Nel caso in cui un gascromatografo sia installato presso il PdR e sia di proprietà del Cliente finale, ai sensi di quanto indicato nel Codice di Rete, può essere utilizzato come strumento fiscale per costituire una AOP.

8. MONITORAGGIO AOP

La fase di monitoraggio ha lo scopo di raccogliere informazioni necessarie alla validazione mensile dell'attribuzione dei PdR alle AOP e all'eventuale aggiornamento e modifica dei confini delle AOP, tramite controlli sul breve/medio e sul lungo periodo.
Nello svolgimento delle attività di monitoraggio la tracciabilità delle operazioni viene mantenuta tramite l'aggiornamento di documenti di lavoro contenenti le seguenti informazioni:

- eventi salienti inerenti la rete di gasdotti e/o gli impianti di proprietà del Trasportatore, che possono risultare rilevanti per la gestione del processo;
- cambiamenti dello stato dei PdR, quali chiusure, aperture, discature, nuove entrate in esercizio o programmazione di nuovi PdR;
- eventuali vincoli imposti al sistema per gestire il processo, quali assetti impianti o assetti rete;
- il quadro di sintesi annuale delle AOP coinvolte nel processo di riattribuzione;
- informazioni acquisite (ad esempio assetti rete, numero riattribuzioni effettuate) per valutare gli eventuali spostamenti e/o installazioni di nuovi gascromatografi.

Di seguito vengono riassunti i controlli che costituiscono l'attività di monitoraggio sul breve/medio periodo:

a. Monitoraggio delle situazioni transitorie e delle variazioni di assetto di rete che possono portare a modifiche della relazione fra PdR e AOP. In particolare, al fine di riscontrare eventuali variazioni degli assetti di trasporto, vengono analizzati i dati di portata o le segnalazioni di stato provenienti:
   - dagli impianti di proprietà del Trasportatore monitorati (cabine di riduzione, nodi di smistamento, centrali di compressione);
   - dai punti di immissione del gas nella rete (importazioni, produzioni, stoccaggi, terminali GNL);
   - dai punti di riconsegna (PdR discati, aperti, non in esercizio o entrati in esercizio).

Vengono, inoltre, analizzate le situazioni particolari che si possono verificare sulla rete (ad esempio emergenze, lavori) e le segnalazioni che possono avere impatti sulla gestione delle AOP, ad esempio da parte di Clienti finali, di Utenti, di produttori.

b. Verifica dei dati di misura forniti dai gascromatografi e dagli analizzatori dei parametri di qualità installati sulla rete di trasporto, disponibili nei database del Trasportatore e monitorati al fine di riscontrare guasti, variazione dei valori o dei parametri.

c. Monitoraggio del superamento della soglia del ±2% del PCS medio mensile tra due AOP adiacenti, ai fini della validazione mensile dell'attribuzione dei PdR alle AOP e del controllo delle anomalie. L'attività richiede circa 4-5 giorni lavorativi e deve essere conclusa entro l'ultimo giorno lavorativo del mese, per fornire i dati essenziali al processo di contabilizzazione del gas riconsegnato ai PdR. La prima fase è quella del Controllo delle Adiacenze, ovvero il confronto dei valori medi mensili dei PCS delle AOP adiacenti, relativi ad un periodo che copre 20-23 giorni del mese in esame, considerando solo le AOP che oltre ad essere adiacenti geograficamente lo sono anche per collegamento fisico delle reti (sono quindi AOP interconnesse tra di loro e che possono scambiare gas). Nel controllo adiacenze vengono considerati gli eventi che hanno interessato la rete nel mese in oggetto, come lavori, assetti particolari, emergenze, della durata superiore a dieci giorni.

   Vengono individuate tutte le coppie di AOP per le quali il confronto evidenzi una differenza superiore al valore limite del ±2%.

   Tale superamento può essere considerato *giustificabile* o *non-giustificabile*:

   - *giustificabile* quando, pur essendo adiacenti, le AOP risultano separate fisicamente da particolari assetti impiantistici o di funzionamento della rete (rating di pressione differenti, unidirezionalità del flusso, valvole chiuse, assetti particolari ai nodi), tali da non permettere il travaso bidirezionale del gas con PCS differente da una AOP all'altra. In questo caso, non c'è nessuna azione da intraprendere ed i clienti risultano correttamente aggregati alla loro AOP di appartenenza;
   - *non giustificabile* quando mutate condizioni d'esercizio o particolari condizioni d'assetto rete modificano i confini dell'AOP coinvolgendo i PdR aggregati ad altra AOP. In tal caso, si procede alle seguenti operazioni:
     i. stesura dell'elenco di tutti i PdR che possono aver ricevuto un gas differente da quello misurato nel punto di misura al quale sono aggregati;
     ii. acquisizione per i PdR, di cui al punto precedente, dei valori di portata. Qualora un valore non sia disponibile, viene acquisito il valore relativo al prelievo del mese precedente;
     iii. acquisizione delle misure operative presenti nei punti di confine della porzione di rete da analizzare;
     iv. individuazione del nuovo punto d'equilibrio delle AOP coinvolte, sottraendo al valore di portata del punto di immissione il prelievo di ogni singolo PdR fino ad annullare il valore.

Al termine di questo processo di attribuzione si dispone di un elenco di tutti i PdR che, per il mese in esame, devono essere spostati dalla AOP di origine alla AOP adiacente. A processo concluso, entro il quindicesimo giorno del mese successivo, sulla base dei dati definitivi relativi a tutto il mese, viene ripetuto il controllo delle adiacenze, con l'intento di effettuare una verifica circa la riattribuzione dei PdR ed eventualmente procedere ad un conguaglio secondo le modalità previste nel Codice di Rete, qualora ci sia evidenza di nuove coppie di AOP non "giustificate", con presenza di PdR da riattribuire, oppure siano da rimuovere coppie di AOP evidenziate nell'elenco iniziale con PdR erroneamente riattribuiti.

Le coppie di AOP vengono quindi ordinate in sequenza crescente per periodicità di riattribuzione e numero di PdR coinvolti. Per tutte le AOP per le quali il confronto delle adiacenze ha evidenziato una differenza maggiore al valore limite, giustificate o meno, il Trasportatore procede ad un monitoraggio della rete per il periodo successivo al fine di ottenere informazioni sul perdurare delle condizioni di trasporto evidenziate ed eventualmente intraprendere azioni correttive in funzione della frequenza e della durata del periodo durante il quale si è verificato il superamento del limite del $\pm$ 2%.

La durata si definisce di :
breve periodo, quali ad esempio assetti temporanei di rete o di impianto, che possono quindi esaurirsi nell'ambito del mese;
medio periodo, una situazione che si ripete nell'ambito stagionale e che può generare azioni e/o assetti formalizzati che possono perdurare nel tempo, quali valvole chiuse o vincoli nell'esercizio della rete. Queste situazioni, se ripetute con cadenza annuale, possono condurre ad azioni di lungo periodo;
lungo periodo, qualora il processo di attribuzione interessa la stessa AOP e/o PdR in modo continuativo per un periodo di dodici mesi; in tal caso si procederà come descritto nel successivo capitolo, valutando anche l'inserimento di un nuovo gascromatografo.

Di seguito vengono riassunte le possibili azioni correttive applicate per periodi variabili, da uno o più mesi fino ad un anno, a seconda della situazione concorrente al momento:

Senza modifica stabile dei confini della AOP

a. Spostamento dei PdR da una AOP ad un'altra (processo di riattribuzione mensile).
b. Spostamento dei PdR da una AOP ad un'altra per alcuni mesi, dovuto ad emergenze che coinvolgano periodi maggiori di un mese.
c. Imposizione di un vincolo fisico "temporaneo" sulla rete di trasporto (assetto di rete stagionale e/o mirato alla situazione riscontrata).

Con modifica stabile dei confini della AOP

a. Imposizione di un vincolo fisico "stabile" sulla rete di trasporto (ad esempio valvola chiusa).
b. Spostamento dei PdR da una AOP ad un'altra con modifica dei confini della AOP a seguito di variazione stabile del trasporto.

Di seguito vengono riportati i criteri generali che concorrono alla scelta di una delle azioni correttive anzidette:

- valutazione sui dati di portata in transito nel gasdotto;
- valutazione sulle portate richieste presso i PdR;
- valutazione sulle variabilità delle portate dei PdR;
- collocazione stagionale dell'evento (estate, inverno);
- emergenze presenti in rete;
- conoscenza dei piani di trasporto.

9. AGGIORNAMENTO E MODIFICA AOP

Il presidio delle AOP comporta un controllo nel lungo periodo (12 mesi) dei dati acquisiti durante le diverse attività del processo, al fine di valutare la necessità di ridefinire i confini delle AOP e l'eventuale installazione di nuovi gascromatografi.

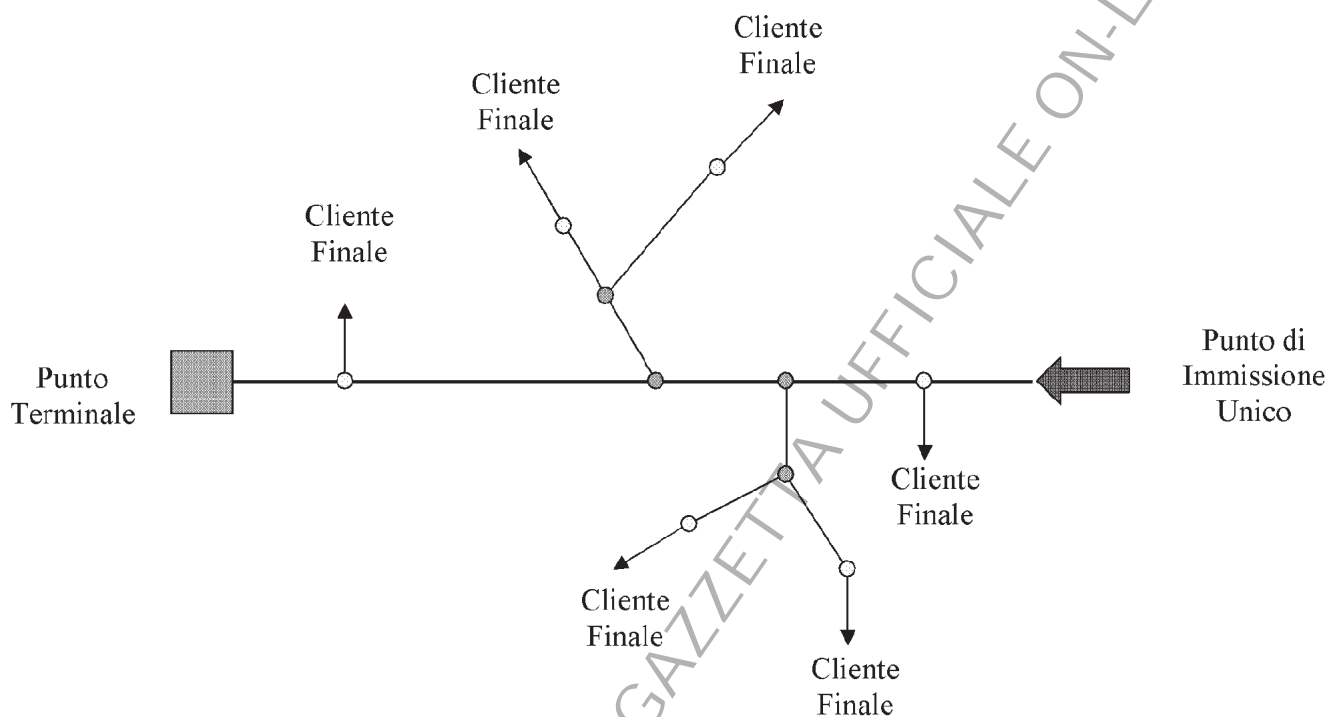
Le cause che determinano questi aggiornamenti sono:

- entrata in esercizio di nuovi gasdotti, allacciamenti e/o nuovi impianti del Trasportatore, con conseguenze sulla configurazione dei flussi;
- nuove immissioni nella rete nazionale, gasdotti o terminali di rigassificazione, con possibili differenze nella qualità del gas;
- variazioni definitive o prolungate degli assetti sulla rete di trasporto;
- riattribuzioni continue di PdR ad una stessa AOP per un periodo di 12 mesi.

In questa fase vengono valutate tutte le informazioni acquisite nell'ambito del periodo indicato e si dispongono le azioni conseguenti, quali ad esempio:

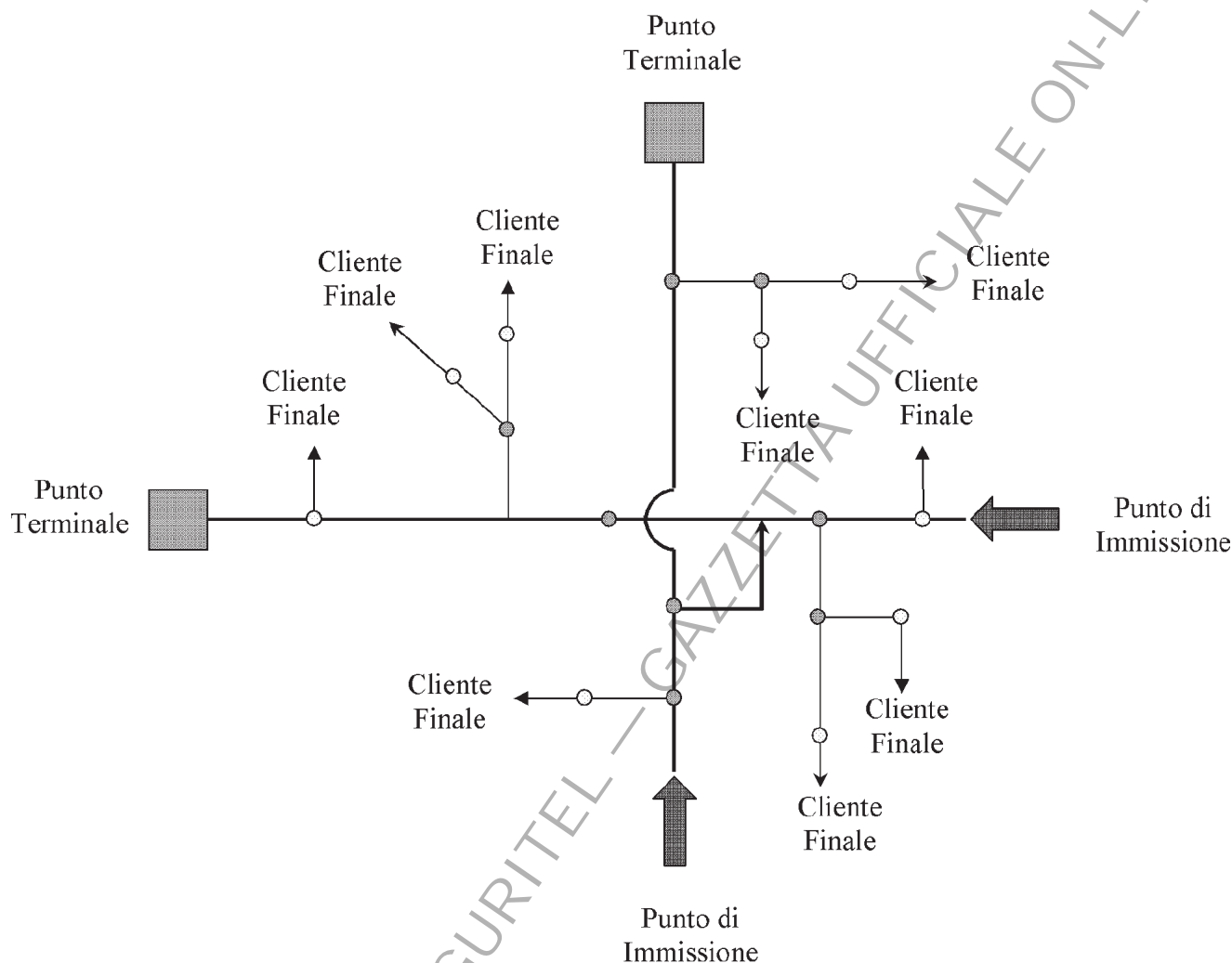
a. individuazione di nuove AOP con spostamento o nuove installazioni di gascromatografi;
b. modifica ed aggiornamento della documentazione tecnica a supporto del processo;
c. aggiornamento nei sistemi informatici dell'abbinamento AOP-PdR.

10. TIPOLOGIE DI AOP

Fig. 1 – AOP ad unica Immissione con struttura ad albero

E' un tratto di tubazione che serve uno o più Clienti nel quale il flusso del gas ha una direzione univoca individuata da un solo punto d'immissione.
Il punto terminale di una tipologia a struttura ad albero può essere un nodo di smistamento, un Cliente finale oppure in esso può essere collocato un organo di controllo o regolazione.
I Clienti associati a questa tipologia di AOP possono a loro volta anche essere serviti da ramificazioni di tubazioni che in ogni caso non devono costituire una maglia.

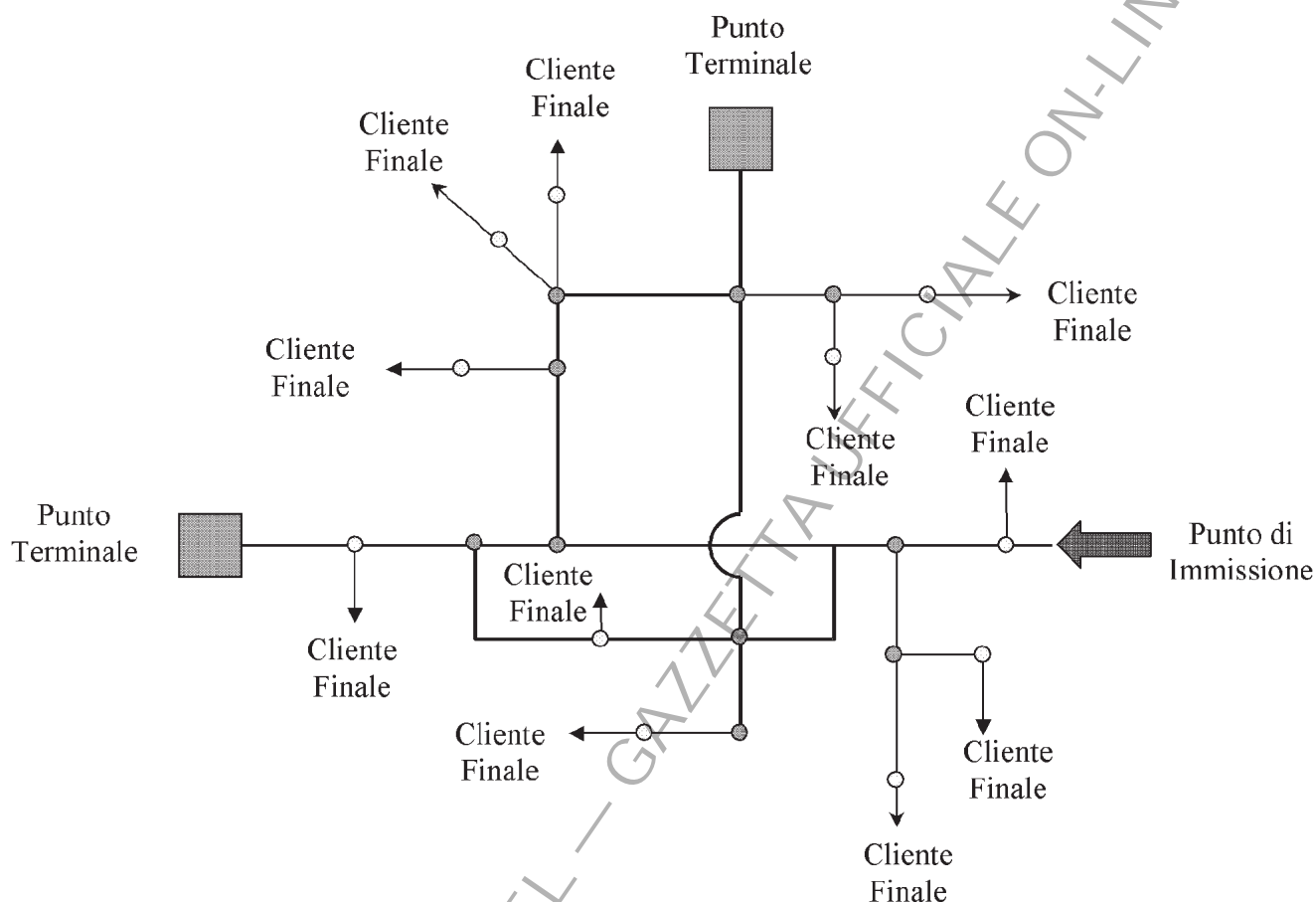
Per ricondursi ad un modello di tipo " *AOP ad unica Immissione con struttura ad albero* " si individuano:

- Un punto di immissione
- I punti terminali o di confine della AOP

Fig. 2 - AOP a due immissioni con struttura ad albero

Si definisce “ AOP a due immissioni con struttura ad albero ” uno schema di rete analogo a quello precedentemente descritto in cui l’immissione di gas avviene in due punti differenti con qualità di gas analoga.

Per ricondursi ad un modello di AOP a due immissioni con struttura ad albero si individuano:

- Due punti di immissione aventi analoga qualità di gas
- I punti terminali o di confine della AOP

Fig. 3 – AOP ad unica Immissione con struttura magliata

Si definisce una " AOP ad unica Immissione con struttura magliata " una parte di rete in cui sono presenti una o più maglie realizzate per alimentare i Clienti anche in presenza di interruzioni di alcuni rami della rete attraverso il trasporto del gas da più direzioni.
L'alimentazione di una rete magliata può avvenire da uno o due punti di immissione, nel secondo caso la qualità del gas è ovviamente analoga.
Per ricondursi ad un modello di tipo AOP ad unica Immissione con struttura magliata si individuano:

- I punti di immissione
- I punti terminali o di confine della AOP

DELIBERAZIONE 29 marzo 2007.

Aggiornamento per il trimestre aprile-giugno 2007 di componenti e parametri della tariffa elettrica. Modificazioni dell'allegato *A* alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, in materia di esazione della componente tariffaria A6. (Deliberazione n. 76/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 marzo 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
- la legge 28 ottobre 2002, n. 238, di conversione in legge del decreto legge 4 settembre 2002, n. 193;
- la legge 17 aprile 2003, n. 83, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239;
- la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 30 dicembre 2004, n. 311 (legge Finanziaria 2005);
- la legge 14 maggio 2005 n. 80, di conversione con modifiche del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35;
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266 (legge Finanziaria 2006);
- la legge 27 dicembre 2006, n. 296 (legge Finanziaria 2007);
- il decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
- il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 19 dicembre 1995, recante disposizioni relative ai prezzi dell'energia elettrica per i settori industriali;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, 26 gennaio 2000, come modificato con il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di concerto con il Ministro del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica, 17 aprile 2001 (di seguito: decreto 26 gennaio 2000);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 31 ottobre 2002, recante criteri generali integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico e direttive alla medesima società;

- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 6 agosto 2004, recante determinazione dei costi non recuperabili del settore dell'energia elettrica;
- la decisione della Commissione Europea C(2004) 4333 fin, del 1 dicembre 2004;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze 22 giugno 2005, recante modalità di rimborso e di copertura di costi non recuperabili, relativi al settore dell'energia elettrica, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE (di seguito: decreto 22 giugno 2005);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005, recante Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, come integrato e modificato con il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 24 ottobre 2005, recante aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 24 ottobre 2005, recante direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 8 marzo 2006, recante Nuove modalità di gestione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale e abrogazione del decreto del Ministro delle Attività Produttive 28 febbraio 2003;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 23 marzo 2006, recante norme per l'erogazione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e di sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale per l'anno 2006;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 3 aprile 2006, recante modifica dell'articolo 9 del decreto 26 gennaio 2000;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 dicembre 2006, recante Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2007, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 16 marzo 1999,n.79, da parte del gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A.;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2006, recante modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2007 e direttive all'Acquirente Unico SpA in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2007;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 19 febbraio 2007, recante criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Viste:

- le deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), 30 marzo 2005, n. 54/05, 28 giugno 2005, n. 133/05, 28 settembre 2005, n. 201/05, 29 dicembre 2005, n. 299/05 (di seguito: deliberazione n. 299/05), 28 giugno 2006, n. 132/06, 28 dicembre 2006, n. 321/06;
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, e in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007, approvato con deliberazione n. 5/04, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 48/04;
- la deliberazione dell'Autorità 24 dicembre 2004, n. 237/04;
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 252/04;
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2005, n. 144/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 luglio 2005, n. 163/05 (di seguito: deliberazione n. 163/05);
- la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 13 ottobre 2005, n. 217/05;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2006, n. 40/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2006, n. 61/06;
- la deliberazione dell'Autorità 24 maggio 2006, n. 99/06;
- la deliberazione dell'Autorità 23 giugno 2006, n. 123/06;
- la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2006, n. 145/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2006, n. 165/06;
- la deliberazione dell'Autorità 31 luglio 2006, n. 174/06;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2006, n. 190/06;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 203/06 (di seguito: deliberazione n. 203/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2006, 249/06;
- la deliberazione dell'Autorità 16 novembre 2006, 255/06;
- la deliberazione dell'Autorità 5 dicembre 2006, n. 275/06;
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 288/06;
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 289/06;
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 290/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 314/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 318/06 (di seguito: deliberazione n. 318/05);
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 319/06;

- il documento per la consultazione 2 agosto 2006, atto n. 24/06, recante Riforma della modalità di esazione della componente tariffaria A6 di cui al comma 52.2, lettera e), dell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- il documento per la consultazione 27 febbraio 2007, Atto n. 12/07, recante Ipotesi per la revisione dei meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 dell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato.

Visti:

- la comunicazione congiunta del Gestore dei servizi elettrici S.p.A. e della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 15 marzo 2007, prot. Autorità n. 007120del 22 marzo 2007;
- la comunicazione della Cassa del 15 marzo 2007, prot. Autorità n. 006993 del 21 marzo 2007;
- la comunicazione dell'Acquirente unico S.p.A (di seguito: Acquirente unico) del 12 marzo 2007, prot. Autorità n. 006303, del 13 marzo 2007;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 12 marzo 2007, prot. Autorità n. 006484, del 14 marzo 2007;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 12 marzo 2007, prot. Autorità n. 006483, del 14 marzo 2007;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 21 marzo 2007, prot. Autorità n. 007168, del 22 marzo 2007;
- la comunicazione dell'Autorità all'Acquirente unico del 21 marzo 2007, prot. GB/M07/1238/cm;
- la comunicazione di Terna S.p.a. (di seguito: Terna) del 21 marzo 2007, prot. Autorità n. 007189, del 23 marzo 2007;
- la comunicazione di Terna del 21 marzo 2007, prot. Autorità n. 007188, del 23 marzo 2007;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 22 marzo 2007, prot. Autorità n. 007218, del 23 marzo 2007;
- la comunicazione dell'Acquirente unico del 23 marzo 2007, prot. Autorità n. 007478, del 26 marzo 2007;
- la comunicazione di Terna del 26 marzo 2007, prot. Autorità n. 007515, del 27 marzo 2007 (di seguito: comunicazione 26 marzo 2007).

Considerato che:

- gli elementi PC e OD della componente CCA a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, sono fissati, in ciascun trimestre, in modo tale da coprire i costi stimati per l'approvvigionamento dell'energia elettrica da parte dell'Acquirente unico;
- l'articolo 33, comma 33.3, lettera a) del Testo integrato prevede che, ai fini delle determinazioni di cui al precedente alinea, l'Acquirente unico invii all'Autorità entro 20 giorni dall'inizio di ciascun trimestre la stima dei propri costi unitari di approvvigionamento relativi a ciascuno dei quattro trimestri successivi, articolata per fascia oraria;

- ai sensi dell'articolo 33, comma 33.3, lettera b) del Testo integrato, entro 30 giorni dalla fine di ciascun trimestre, l'Acquirente unico è tenuto ad inviare all'Autorità, la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente unico nel medesimo periodo;
- secondo quanto riportato nella relazione tecnica relativa all'aggiornamento tariffario per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2007, l'aliquota di recupero da cumulare con gli elementi PC e OD della componente CCA viene determinata ogni trimestre in modo da consentire il recupero degli errori residui noti o ragionevolmente certi al momento dell'aggiornamento, nei successivi sei mesi;
- relativamente ai mesi di gennaio e febbraio 2007, sulla base dei valori pubblicati dall'Acquirente unico, si evidenzia come i costi effettivamente sostenuti dal medesimo Acquirente unico per l'acquisto di energia elettrica, incluso per il solo mese di gennaio lo sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 168/03 valorizzato al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima, siano complessivamente inferiori ai costi stimati dall'Autorità, a partire dai dati a suo tempo comunicati dall'Acquirente unico, nella determinazione dell'elemento PC per il primo trimestre 2007 per un importo pari a circa 45 milioni di euro;
- relativamente ai mesi di gennaio e febbraio 2007, sulla base dei valori pubblicati dall'Acquirente unico e da Terna, si evidenzia come i costi effettivamente sostenuti dal medesimo Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento, inclusa per il solo mese di gennaio la quota di sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 168/03 ulteriore rispetto a quella valorizzata al prezzo del mercato del giorno prima, siano complessivamente superiori ai costi stimati dall'Autorità, a partire dai dati a suo tempo comunicati dall'Acquirente unico, nella determinazione dell'elemento OD per il primo trimestre 2007 per un importo pari a circa 23 milioni di euro;
- relativamente al periodo gennaio-dicembre 2006, sulla base delle informazioni rese disponibili dall'Acquirente unico, si evidenziano scostamenti residui tra i costi effettivamente sostenuti dal medesimo Acquirente unico ed i costi stimati dall'Autorità nella determinazione della componente CCA per il primo, secondo, terzo e quarto trimestre 2006, pari a circa 302 milioni di euro;
- il differenziale residuo emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità nei trimestri precedenti) ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente unico nel periodo gennaio – dicembre 2006 deve essere recuperato tramite la componente UC1, di cui al comma 1.1 del Testo integrato, destinata a coprire gli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- la medesima componente UC1 deve essere dimensionata al fine di raccogliere anche il gettito necessario a coprire gli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato relativi agli anni 2004 e 2005, quantificabili in circa 96 milioni di euro;
- l'Acquirente unico, rispetto alle previsioni comunicate in occasione dell'aggiornamento per il primo trimestre 2007, ha effettuato una sostanziale revisione al ribasso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per l'anno 2007;

- la revisione di cui al punto precedente sembra potersi collegare con gli anomali sbilanciamenti fatti registrare dall'Acquirente unico negli ultimi mesi per i quali sono disponibili i dati a consuntivo;
- tenuto conto di quanto segnalato da Terna con la comunicazione 26 marzo 2007, emergono elementi di incertezza circa i quantitativi di energia elettrica destinata al mercato vincolato nel mese di gennaio 2007;
- quanto indicato nei due precedenti punti introduce margini di incertezza che potranno essere, in tutto o in parte, superati solo nel corso del secondo trimestre dell'anno e che incidono in maniera non trascurabile sul dimensionamento delle componenti tariffarie applicate ai soli clienti del mercato vincolato, inclusa la componente UC1;
- con deliberazione n. 321/06, relativa all'aggiornamento per il primo trimestre 2007, la componente UC1 era stata dimensionata con l'obbiettivo di coprire su base semestrale gli oneri residui relativi al biennio 2004-2005 in capo al Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato ed entro la fine dell'anno 2007 gli oneri in capo al medesimo conto stimati per l'anno 2006;
- la deliberazione n. 318/06 ha modificato, nelle more della definizione del giudizio avverso il decreto ministeriale 24 ottobre 2005, le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 in conformità a quanto previsto dall'articolo 11, comma 5, del citato decreto ministeriale;
- le condizioni di ritiro dell'energia elettrica di cui al precedente alinea comportano un incremento del costo di approvvigionamento dell'Acquirente Unico e conseguentemente un incremento dell'elemento PC, che potrebbe, successivamente al giudizio del Consiglio di Stato, essere modificato in ribasso;
- l'Autorità intende modificare, con successivo provvedimento, le modalità di copertura delle differenze tra le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 e la valorizzazione della medesima energia elettrica, prevedendo che eventuali differenze positive o negative vengano imputate al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, finanziato dalla componente A3;
- l'articolo 2, comma 2, del decreto 22 giugno 2005, richiede che l'Autorità, con propri provvedimenti, riformi il sistema di copertura per il rimborso dei costi non recuperabili, individuando una componente tariffaria basata su parametri tecnici rappresentativi dei punti di interconnessione alle reti anziché al consumo dell'energia elettrica;
- l'Autorità con la deliberazione n. 163/05 ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riforma della copertura dei costi non recuperabili nel settore dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 2, comma 2, del decreto di cui al precedente alinea;
- la deliberazione n. 163/05 prevede che nella formazione dei provvedimenti di cui al punto precedente l'Autorità persegua l'obbiettivo di tendenziale continuità nella ripartizione tra le diverse tipologie contrattuali degli oneri relativi ai costi non recuperabili nel settore dell'energia elettrica;

- la componente tariffaria A6, di cui al comma 52.2, lettera e) del Testo integrato, è destinata alla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000;
- l'Autorità con il documento per la consultazione 2 agosto 2006, ha indicato i propri orientamenti in materia di riforma delle modalità di esazione della componente tariffaria A6 di cui al comma 52.2, lettera e), del Testo integrato;
- i punti di interconnessione alle reti relativi a impieghi dell'energia elettrica destinati alla pubblica illuminazione presentano specificità impiantistiche e di consumo, tali per cui l'applicazione in termini energetici o di potenza risultano equivalenti;
- l'articolo 72 del Testo integrato prevede deroghe all'applicazione delle componenti tariffarie A e UC;
- nell'ambito della consultazione è stata segnalata l'opportunità di prevedere che nel caso di utilizzo del parametro "potenza", la componente tariffaria A6 sia commisurata alla potenza prelevata massima mensile, in particolare per i punti di interconnessione in media, alta e altissima tensione;
- nell'ambito della consultazione sono state segnalate criticità circa i tempi di necessari per l'adeguamento dei sistemi di fatturazione a nuovi criteri di applicazione di componenti tariffarie A;
- in relazione alle ipotesi di revisione dei meccanismi di deroga all'applicazione delle componenti A di cui comma 72.1 del Testo integrato, oggetto della richiamata consultazione del 27 febbraio 2007, sono state avanzate richieste di prolungamento del processo di consultazione e di un adeguato differimento dell'efficacia degli eventuali nuovi meccanismi rispetto al momento della loro definizione.

Ritenuto opportuno:

- ai fini del presente provvedimento e tenuto conto di quanto indicato in precedenza, non considerare l'incremento dell'elemento PC dovuto alla variazione delle condizioni di ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03;
- modificare la stima del costo medio annuo di approvvigionamento dell'Acquirente unico rispetto al primo trimestre dell'anno 2007, adeguando conseguentemente in diminuzione il valore dell'elemento PC e in aumento il valore dell'elemento OD;
- adeguare prudenzialmente in aumento il livello della componente UC1 con l'obbiettivo di coprire entro la fine dell'anno 2007 gli oneri in capo al Conto UC1 relativi agli anni 2004, 2005 e 2006;
- individuare la potenza prelevata, il livello di tensione nonché il punto fisico di connessione come parametri tecnici rappresentativi dei punti di prelievo, ai fini dell'applicazione della componente tariffaria A6;
- in relazione al precedente punto, mantenere alcune eccezioni applicative, in particolare per l'illuminazione pubblica, in ragione delle specificità impiantistiche e di consumo, e per quanto disposto dal comma 72.2, del Testo integrato;
- dare continuità alle esenzioni previste dai commi 72.4 e 72.6 del Testo integrato;

- definire con un anticipo di tre mesi rispetto al momento applicativo la struttura di addebito della componente tariffaria A6 adottata in ottemperanza a quanto disposto dal decreto 22 giugno 2005;
- rinviare l'eventuale modifica dei meccanismi di deroga all'applicazione delle componenti A, di cui comma 72.1 del Testo integrato al 1 gennaio 2008

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1. Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del Testo integrato, allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04 e sue successive modificazioni e integrazioni (di seguito richiamato come il Testo integrato).

Articolo 2
Modificazioni del Testo integrato

1. Con decorrenza 1 luglio 2007, dopo il comma 52.5 del Testo integrato sono aggiunti i seguenti:
"52.6 Ai clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettere a), c), e) ed f), la componente tariffaria A6 è applicata con aliquote espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in centesimi di euro/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza.
52.7 Ai fini di quanto disposto al comma 52.6, la nozione di potenza rilevante è:
a) la potenza contrattualmente impegnata per i clienti finali con potenza disponibile fino a 37,5 kW, per i quali alla data del 1 gennaio 2000 non erano installati misuratori in grado di registrare la potenza massima prelevata;
b) la potenza massima prelevata nel mese per tutti gli altri clienti finali."

Articolo 3
Aggiornamento di elementi e componenti tariffarie

1. I valori dell'elemento *PC* e dell'elemento *OD,* per il secondo trimestre (aprile - giugno) 2007 sono fissati nelle tabelle 1.1, 1.2, 1.3, 2.1 e 2.2 allegate al presente provvedimento.
2. Per il secondo trimestre (aprile - giugno) 2007, sono confermati i valori degli elementi *CD* e *INT,* come fissati con deliberazione n. 299/05.
3. I valori della componente *CCA* per il secondo trimestre (aprile - giugno) 2007 sono fissati nelle tabelle 3.1, 3.2, e 3.3 allegate al presente provvedimento.

4. I valori dell'elemento *PV* e della componente *CAD* per il secondo trimestre (aprile - giugno) 2007 sono fissati nelle tabelle 4 e 5 allegate al presente provvedimento.
5. I valori delle componenti tariffarie *A*, *UC* ed *MCT*, per il secondo trimestre (aprile - giugno) 2007, sono fissati come indicato nelle tabelle 6.1 6.2 e 7 allegate al presente provvedimento.

Articolo 4
Disposizioni finali

1. Il Direttore della Direzione Tariffe e il Direttore della Direzione Mercati provvedono, entro 60 giorni dalla data della presente deliberazione, a raccogliere e fornire all'Autorità maggiori elementi informativi circa:
   a) la revisione delle previsioni da parte dell'Acquirente unico della quantità di energia elettrica destinata al mercato vincolato nell'anno 2007;
   b) le incertezze relative alle misure dell'energia elettrica rilevanti ai fini della quantificazione dei corrispettivi di dispacciamento per il mese di gennaio dell'anno 2007, tenuto conto di quanto segnalato da Terna con la comunicazione 26 marzo 2007.
2. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dall'1 aprile 2007.
3. L'Allegato A alla deliberazione n. 5/04, con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento è pubblicato, successivamente all'1 luglio 2007, sul sito internet dell'Autorità.

Milano, 29 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO

Tabella 1.1: Elemento PC per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		PC (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	7,67
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	6,16
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	8,39
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	5,85

Tabella 1.2: Elemento PC per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		PC (centesimi di euro/kWh)	
		FB1	FB2
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	9,94	5,35
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	9,94	5,35
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	9,94	5,35
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	9,43	5,08
lettera e)	Altre utenze in media tensione	9,43	5,08
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	9,23	4,97

Tabella 1.3: Elemento PC per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		PC (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	10,71	7,31	4,80
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	10,71	7,31	4,80
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,71	7,31	4,80
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	10,17	6,94	4,56
lettera e)	Altre utenze in media tensione	10,17	6,94	4,56
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	9,95	6,79	4,46

Tabella 2.1: Elemento OD per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		OD (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,58
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,57
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,58
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,55

Tabella 2.2: Elemento OD per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		OD (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,65	0,65	0,65
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,65	0,65	0,65
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,65	0,65	0,65
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,62	0,62	0,62
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,62	0,62	0,62
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	0,61	0,61	0,61

Tabella 3.1 Componente CCA per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		CCA (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	8,41
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	6,89
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	9,13
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	6,56

Tabella 3.2: Componente CCA per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		CCA (centesimi di euro/kWh)	
		FB1	FB2
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	10,68	6,09
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	10,67	6,08
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,68	6,09
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	10,14	5,79
lettera e)	Altre utenze in media tensione	10,14	5,79
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	9,93	5,67

Tabella 3.3: Componente CCA per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		CCA (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	11,52	8,12	5,61
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	11,52	8,12	5,61
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,52	8,12	5,61
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	10,95	7,72	5,34
lettera e)	Altre utenze in media tensione	10,95	7,72	5,34
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione	10,72	7,56	5,23

Tabella 4: Elemento PV

Tariffa D2		
Fasce di consumo (kWh/anno)		PV (centesimi di euro/kWh)
da	a	
0	900	4,90
901	1800	4,90
1801	2640	7,32
2641	4440	9,16
	oltre 4440	7,32

Tariffa D3	
	PV (centesimi di euro/kWh)
	7,32

Tabella 5: Componente CAD

Tariffa D2		
Fasce di consumo (kWh/anno)		CAD (centesimi di euro/kWh)
da	a	
0	900	7,09
901	1800	7,12
1801	2640	9,54
2641	4440	11,38
	oltre 4440	9,54

Tariffa D3	
	CAD (centesimi di euro/kWh)
	9,54

Tabella 6.1 Componenti tariffarie A

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	A2			A3					A4			A5			A6	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh		*centesimi di euro/kWh*		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh		centesimi di euro/kWh	
		per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh		per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8	*per consumi mensili nei limiti di 8*	*per consumi mensili in eccesso a 8*		per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh		per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a	per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	per consumi mensili in eccesso a 8 GWh
				Aliquota complessiva			*Quota parte di cui al comma 54.3 del Testo integrato*									
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione	-	0,16	0,16	-	1,00	1,00	*0,03*	*0,03*	-	0,13	0,13	-	0,03	0,03	0,27	0,27
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,11	0,11	-	1,26	1,26	*0,03*	*0,03*	-	0,24	0,24	-	0,02	0,02	0,27	0,27
lettera c) Altre utenze in bassa tensione																
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,16	-	-	1,00	-	*0,03*	-	-	0,24	-	-	0,03	-	0,27	-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	371,85	0,08	0,08	4.469,37	1,35	1,35	*0,04*	*0,04*		0,24	0,24	366,68	0,01	0,01	0,27	0,27
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,08	-	-	1,00	-	*0,03*	-	-	0,24	-	-	0,01	-	0,27	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	371,85	0,08	-	3.718,79	1,11	-	*0,03*	-	-	0,24	-	366,68	0,01	-	0,27	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	371,85	0,08	-	4.689,96	1,02	-	*0,03*	-	-	0,24	-	366,68	0,01	-	0,27	-

Tabella 6.2: Componenti tariffarie UC e MCT

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	UC1		UC3		UC4		UC5		UC6			MCT	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro / kW/anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione	-	0,54	-	0,04	-	0,04	-	0,04	-	80,64	0,02	-	0,02
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,54	-	0,04	-	-	-	0,04	-	-	0,07	-	0,02
lettera c) Altre utenze in bassa tensione													
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,54	-	0,04	-	0,03	-	0,04	682,08	-	0,02	-	0,02
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,54	-	0,04	-	0,03	-	0,04	682,08	-	0,02	-	0,02
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,54	-	0,02	-	-	-	0,04	-	-	0,05	-	0,02
lettera e) Altre utenze in media tensione	-	0,54	-	0,02	-	0,02	-	0,04	39.638,28	-	-	-	0,02
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione	-	0,54	-	0,01	-	0,01	-	0,04	-	-	-	-	0,02

Tabella 7: Componenti tariffarie A, UC e MCT per i soggetti di cui al comma 72.2 del Testo integrato

	A2	*A3*		*A4*	*A5*	*A6*	*UC1*	*UC3*		*UC4*	*UC5*	*UC6*			*MCT*
	(centesimi di euro/kWh)	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kW/anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*
		Aliquota complessiva	*Quota parte di cui al comma 54. 3 del Testo integrato*												
Alluminio primario	0,08	1,02	*0,03*	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,08	1,02	*0,03*	0,24	0,01	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Ferrovie dello Stato Spa, Società Terni Spa e suoi aventi causa (nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730, e dall'articolo 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02

DELIBERAZIONE 29 marzo 2007.

Aggiornamento per il trimestre aprile-giugno 2007 delle tariffe di fornitura dei gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99. (Deliberazione n. 77/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 marzo 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 52/99);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00, come successivamente integrata e modificata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04 come successivamente integrata e modificata;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 322/06 (di seguito: deliberazione n. 322/06).

Considerato che:

- rispetto al valore definito nella deliberazione n. 322/06, l'indice J_t , relativo ai gas di petrolio liquefatti ed agli altri gas, ha registrato una variazione, in valore assoluto, maggiore del 5%.

Ritenuto che:

- sia necessario, per il trimestre aprile-giugno 2007 modificare le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti e degli altri gas di cui all'articolo 2, commi 2.1 e 2.4, della deliberazione n. 52/99

DELIBERA

1. di aumentare, per il secondo trimestre (aprile-giugno) 2007, di 0,493 Euro/GJ le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99; tale aumento è pari a 0,049335 Euro/mc per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/mc (50,24MJ/kg);
2. di pubblicare la presente deliberazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dall'1 aprile 2007.

Milano, 29 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 29 marzo 2007.

Approvazione dei corrispettivi d'impresa e determinazione dei corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio, relativi all'anno termico 2007-2008, in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 marzo 2006, n. 50/06. (Deliberazione n. 78/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 marzo 2007

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 21 giugno 2005, n. 119/05 (di seguito: deliberazione n. 119/05);
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06 (di seguito: deliberazione n. 50/06);
- la deliberazione dell'Autorità 16 marzo 2006, n. 56/06 (di seguito: deliberazione n. 56/06).

Considerato che:

- l'articolo 11, comma 11.1, della deliberazione n. 50/06 prevede che, ai fini della determinazione delle tariffe, le imprese di stoccaggio trasmettano all'Autorità entro il 10 febbraio di ogni anno: i ricavi di riferimento aggiornati in base all'articolo 10, i ricavi relativi ai nuovi investimenti definiti ai sensi dell'articolo 4, la capacità di spazio di stoccaggio, la capacità di iniezione e la capacità di erogazione distinta per ciascuna prestazione di punta, previste in conferimento per l'anno termico 2007-2008 e le proposte dei corrispettivi d'impresa di cui all'articolo 8, comma 8.9 della medesima deliberazione;
- l'articolo 11, comma 11.2, della deliberazione n. 50/06 prevede che, entro l'inizio dell'anno termico, l'Autorità determina, in applicazione dei criteri di cui agli articoli 6 e 8 della medesima deliberazione, e pubblica i corrispettivi unici per l'anno termico 2007-2008;
- la società Edison Stoccaggio S.p.A., con lettera in data 9 febbraio 2007 (prot. Autorità n. 3984 del 19 febbraio 2007), successivamente integrata e modificata con lettere in data 14 e 15 febbraio 2007 (rispettivamente prot. Autorità n. 4147 e n. 4146 del 20 febbraio 2007), ha trasmesso le informazioni di cui all'articolo 11 della deliberazione n. 50/06 relative all'anno termico 2007-2008 e ha comunicato un errore materiale nella determinazione dei ricavi di riferimento relativi all'anno termico 2006-2007; e che detto errore materiale, di valore trascurabile, non incide sulla determinazione dei corrispettivi unici di stoccaggio per l'anno termico 2006-2007, ma unicamente sul corrispettivo d'impresa approvato con deliberazione n. 56/06;

- in data 16 marzo 2007 (prot. EF/M07/1151/tdm) gli uffici dell'Autorità hanno inviato alla società Edison Stoccaggio S.p.A. richiesta di approfondimenti e di correzioni relativamente alla determinazione della componente di ricavo relativa ai nuovi investimenti di cui all'articolo 4, comma 4.4 della deliberazione n. 50/06;
- con lettera in data 23 marzo 2007 (prot. Autorità n. 7408 del 26 marzo 2007), la società Edison Stoccaggio S.p.A. ha fornito gli approfondimenti richiesti; e che la proposta tariffaria presentata nonché gli approfondimenti richiesti sono risultati conformi ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 50/06;
- la società Stoccaggi Gas Italia S.p.A. (di seguito: Stogit S.p.A.) con lettera in data 12 febbraio 2007 (prot. Autorità n. 4162 del 20 febbraio 2007), ha trasmesso le informazioni di cui all'articolo 11 della deliberazione n. 50/06 relative all'anno termico 2007-2008;
- in data 16 marzo 2007 (prot. EF/M07/1150/tdm) gli uffici dell'Autorità hanno inviato a Stogit S.p.A. richieste di approfondimenti e di correzioni relativamente alla determinazione dei ricavi di riferimento;
- con lettera in data 23 marzo 2007 (prot. Autorità n. 7407 del 26 marzo 2007), la società Stoccaggi Gas Italia S.p.A. ha presentato una nuova proposta tariffaria; e che tale proposta tariffaria è risultata conforme ai criteri stabiliti dalla deliberazione n. 50/06;
- l'articolo 7, comma 7.2, della deliberazione n. 50/06 prevede che le imprese di stoccaggio possano offrire capacità di stoccaggio interrompibile applicando ai corrispettivi di cui all'articolo 6, comma 6.1, una riduzione sottoposta all'approvazione dell'Autorità; e che l'articolo 10 della deliberazione n. 119/05 stabilisce le modalità di conferimento della capacità di stoccaggio interrompibile;
- contestualmente alle proposte tariffarie di cui ai precedenti alinea le società Edison Stoccaggio S.p.A. e Stogit S.p.A. hanno presentato per l'anno termico 2007-2008 una proposta di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile per il servizio di stoccaggio di modulazione.

Ritenuto che:

- sia necessario modificare i corrispettivi d'impresa di cui all'articolo 8, comma 8.9 della deliberazione n. 50/06 della società Edison Stoccaggio Spa relativi all'anno termico 2006-2007, già approvati con deliberazione n. 56/06;
- approvare i corrispettivi d'impresa in coerenza con le informazioni sopra richiamate e i coefficienti σ_s di cui all'articolo 6, comma 6.3, della medesima deliberazione, presentati dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2007-2008;
- determinare, in coerenza con le disposizioni della deliberazione n. 50/06, i corrispettivi unici per l'anno termico 2007-2008;
- procedere all'approvazione delle proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile per il servizio di stoccaggio di modulazione

DELIBERA

1. di approvare i corrispettivi d'impresa di cui all'articolo 8, comma 8.9, della deliberazione n. 50/06 della società Edison Stoccaggio S.p.A. relativi all'anno termico 2006-2007, in sostituzione di quelli approvati con deliberazione n. 56/06;
2. di approvare i corrispettivi d'impresa di cui all'articolo 8, comma 8.9, della deliberazione n. 50/06 e i coefficienti σ_s d'impresa di cui all'articolo 6, comma 6.3, della medesima deliberazione, riportati nella *Tabella 1* allegata al presente provvedimento, presentate dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2007-2008;
3. di determinare i corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio per l'anno termico 2007-2008, ai sensi degli articoli 6 e 8 della deliberazione n. 50/06, nei valori definiti nella *Tabella 2*, allegata al presente provvedimento;
4. di approvare le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, di cui all'articolo 7, comma 7.2 della deliberazione dell'Autorità n. 50/06, presentate dalle società Stogit S.p.A. ed Edison Stoccaggio S.p.A. per l'anno termico 2007-2008, come riportate nella *Tabella 3* allegata al presente provvedimento;
5. di notificare alle società Stogit S.p.A., con sede legale in Via dell'Unione Europea, n. 3, 20097 San Donato Milanese (Milano), e Edison Stoccaggio S.p.A., con sede legale in Foro Buonaparte n. 31, 20121 Milano, in persona dei rispettivi legali rappresentanti *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
6. di trasmettere alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico nella persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento unitamente alle informazioni di cui all'articolo 11, comma 11.1, della deliberazione n. 50/06, nonché i valori dei corrispettivi d'impresa della società Edison Stoccaggio S.p.A. di cui al punto 1 della presente deliberazione, ai fini della perequazione di cui all'articolo 9 della deliberazione n. 50/06;
7. di pubblicare la presente deliberazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore alla data di pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Milano, 29 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO

Tabella 1 – Coefficiente σ_s per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione

	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre
Edison Stoccaggio Spa	1	3	3	3	3	3	1
Stogit Spa	2,1	2,1	1,95	1,6	1,6	1,3	1,1

Tabella 2 - Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa

Corrispettivi	Valore
corrispettivo unitario di spazio f_S	0,150156 (€/GJ/anno)
corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	9,237104 (€/GJ/giorno)
corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	11,851624 (€/GJ/giorno)
corrispettivo unitario di movimentazione del gas *CVS*	0,102222 (€/GJ)
corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	0,159156 (€/GJ/anno)

Tabella 3 – Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari f_{PI} e f_{PE} per la capacità interrompibile del servizio di stoccaggio di modulazione di Stogit Spa e di Edison Stoccaggio Spa (anno termico 2007-2008)

		Durata del conferimento		
		intera fase	*mensile*	*giornaliero*
Stogit Spa	% riduzione di f_{PI}	30%	20%	5%
	% riduzione di f_{PE}	30%	20%	5%
Edison stoccaggio Spa	% riduzione di f_{PI}	-	70%	-
	% riduzione di f_{PE}	-	70%	-

DELIBERAZIONE 29 marzo 2007.

Rideterminazione delle condizioni economiche di fornitura per il periodo compreso tra il 1º gennaio 2005 ed il 31 marzo 2007 e criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale. (Deliberazione n. 79/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 marzo 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02 (di seguito: deliberazione n. 195/02);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2004, n. 248/04 (di seguito: deliberazione n. 248/04);
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2005, n. 56/05 (di seguito: deliberazione n. 56/05);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2005, n. 132/05 (di seguito: deliberazione n. 132/05);
- la deliberazione dell'Autorità 5 settembre 2005, n. 184/05 (di seguito: deliberazione n. 184/05);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 200/05 (di seguito: deliberazione n. 200/05);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 298/05 (di seguito: deliberazione n. 298/05);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2006, n. 63/06 (di seguito: deliberazione n. 63/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2006, n. 65/06 (di seguito: deliberazione n. 65/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06);

- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 205/06 (di seguito: deliberazione n. 205/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2006, n. 266/06 (di seguito: deliberazione n. 266/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 320/06 (di seguito: deliberazione n. 320/06);
- la deliberazione dell'Autorità 23 gennaio 2007, n. 12/07 (di seguito: deliberazione n. 12/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2007, n. 46/07 (di seguito: deliberazione n. 46/07);
- le sentenze del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia (di seguito: Tar Lombardia) 28 giugno 2005, n. 3478/05 (di seguito: sentenza n. 3478/05), 6 ottobre 2005, n. 3716/05 (di seguito: sentenza n. 3716/05), 6 ottobre 2005, n. 3718 (di seguito: sentenza n. 3718/05);
- la decisione del Consiglio di Stato, Sezione VI, 5 maggio 2006, n. 3352/06 (di seguito: decisione n. 3352/06);
- le decisioni dell'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato, n. 1 e n. 2 dell'11 gennaio 2007 (di seguito: decisioni dell'Adunanza Plenaria, n. 1 e n. 2);
- il documento per la consultazione diffuso dall'Autorità in data 27 febbraio 2007 recante "Orientamenti in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale già disciplinate dalla delibera n. 248/04 a decorrere dall'1 gennaio 2005" (di seguito: documento per la consultazione 27 febbraio 2007).

Considerato che:

- con effetto dall'1 gennaio 2005, l'Autorità ha modificato, con deliberazione n. 248/04, il regime di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dalla deliberazione n. 195/02;
- con sentenza n. 3478/05 il Tar Lombardia, dopo averne sospeso gli effetti in via cautelare, ha annullato la deliberazione n. 248/04; e che nelle more dell'appello proposto contro tale sentenza, l'Autorità ne ha dato provvisoria esecuzione aggiornando le condizioni economiche di fornitura sulla base dei criteri di cui alla deliberazione n. 195/02;
- con decisione n. 3352/06, il Consiglio di Stato ha annullato la sentenza n. 3478/05, precisando tra l'altro che l'Autorità:
  - *"è titolare di poteri di regolazione anche nei settori liberalizzati, affinché siano salvaguardate le dinamiche concorrenziali, a tutela dell'utenza"*;
  - con la deliberazione n. 248/04 ha *"ragionevolmente"* esercitato il suo potere, avendo essa *"motivatamente evidenziato come l'efficienza del settore – con benefici per l'utenza – sia incentivata dall'introduzione obbligatoria nella contrattualistica della clausola di salvaguardia"*;
- conseguentemente, l'Autorità:
  - con deliberazioni n. 298/05 e n. 63/06, ha provveduto agli aggiornamenti per i trimestri gennaio-marzo ed aprile-giugno 2006, in base alla metodologia di cui alla deliberazione n. 248/04;

- con la medesima deliberazione n. 63/06 ha rinviato ad un successivo provvedimento la fissazione delle modalità di esecuzione dei conguagli dovuti ai clienti finali per i periodi in cui gli aggiornamenti erano stati effettuati ai sensi della deliberazione n. 195/02 in luogo della deliberazione n. 248/04; e che a tal fine, con le deliberazioni n. 65/06, n. 134/06 (articolo 5), n. 205/06 e n. 320/06, l'Autorità ha disposto primi parziali conguagli;
- con la deliberazione n. 134/06 (articoli 3 e 4), al fine di evitare un onere eccessivo in capo agli esercenti tenuti ai predetti conguagli qualora i propri contratti di acquisto all'ingrosso del gas (conclusi successivamente all'entrata in vigore della deliberazione n. 248/04) non prevedessero clausole di adeguamento o di revisione dei prezzi in caso di modifica della disciplina di aggiornamento, l'Autorità ha previsto, da un lato, l'obbligo, per le controparti venditrici di tali contratti, di offrire nuove condizioni economiche in coerenza con la metodologia di aggiornamento della componente materia prima applicata nel periodo corrispondente; dall'altro lato, ha posto a carico del sistema una parte degli oneri derivanti da tale rinegoziazione;

- a fronte di un ulteriore, imprevedibile e persistente aumento delle quotazioni dei prodotti energetici non adeguatamente intercettata dalla deliberazione n. 248/04, al fine di assicurare competitività e sicurezza al nostro mercato, l'Autorità, con la deliberazione n. 134/06 (articoli 1 e 2) ha integrato e modificato, con effetto sino al 30 giugno 2008, le vigenti modalità di aggiornamento;
- con le decisioni dell'Adunanza Plenaria, n. 1 e n. 2, il Consiglio di Stato, pronunciandosi definitivamente sugli appelli presentati dall'Autorità nei confronti delle sentenze n. 3716/05 e n. 3718/05, con cui il Tar Lombardia aveva annullato la deliberazione n. 248/04, ha preso atto della loro improcedibilità e dichiarato inammissibili gli ulteriori rimedi esperiti da soggetti terzi;
- conseguentemente, l'Autorità, con la deliberazione n. 12/07, ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale a decorrere dal 1 gennaio 2005; e che, in tale deliberazione vengono riportati testualmente alcuni passaggi delle citate sentenze dell'Adunanza Plenaria che, pur essendo contenuti nel testo delle decisioni comparso sul sito internet del Consiglio di Stato sino al 30 gennaio 2007, non figurano nel testo pubblicato delle medesime sentenze;
- pertanto, nel documento di consultazione 27 febbraio 2007, a parziale rettifica della deliberazione di avvio, è stato rilevato che la necessità di riprovvedere deriva dall'esigenza di porre rimedio alla situazione di estrema incertezza determinata, in particolare, dalle contrastanti pronunce dei giudici amministrativi sulla deliberazione n. 248/04 (da un lato, la decisione del Consiglio di Stato n. 3478/05 e, dall'altro lato, le sentenze del Tar Lombardia n. 3716/05 e n. 3718/05);
- peraltro, il sopravvenuto conflitto tra le pronunce giudiziali, come è stato precisato dalla stessa Adunanza Plenaria, essendo determinato da una circostanza contingente che ha dato origine ad una mera preclusione processuale, *"non può in realtà comportare pregiudizi non riparabili da un nuovo, tempestivo, intervento dell'Autorità"*;
- a seguito delle predette decisioni, pertanto, non può ritenersi consumato il potere dell'Autorità di provvedere nuovamente sulla materia al fine di assicurare adeguata tutela alle esigenze che hanno giustificato l'adozione della deliberazione n. 248/04;

- tale provvedimento, in particolare, era stato adottato, tra l'altro, in considerazione:
  - di un improvviso, quanto imprevedibile, aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi assunti a riferimento, nei mercati internazionali di compravendita all'ingrosso, per la determinazione del prezzo del gas;
  - della prassi diffusa nei suddetti mercati di prevedere nei contratti clausole di adeguamento dei prezzi legate all'andamento dei prodotti petroliferi in modo tale da attenuarne l'incidenza, qualora tale andamento non rientri in un predeterminato intervallo di prezzo (c.d. clausola di salvaguardia);
  - dell'assenza di una analoga disciplina nel regime di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 195/02, ciò che avrebbe determinato una conseguente sovraremunerazione, a danno dei clienti finali, per gli operatori che acquistavano all'estero gas naturale che rivendevano nel mercato italiano;
  - dell'esigenza, conseguente alla introduzione di una clausola di salvaguarda nella disciplina di cui alla deliberazione n. 195/02, di assicurare adeguata tutela agli operatori che acquistavano gas nel mercato italiano senza prevedere clausole di adeguamento o di revisione dei prezzi in caso di modifiche della disciplina di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura;
- dagli elementi conoscitivi acquisiti sino ad oggi dall'Autorità non sono emerse evidenze tali da giustificare una revisione delle valutazioni effettuate ai fini della definizione dei propri criteri di aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura;
- nelle osservazioni trasmesse nell'ambito del procedimento che si è concluso con l'adozione della deliberazione n. 134/06, alcuni primari operatori hanno avanzato richieste di riconoscimento di costi quantitativamente inferiori a quanto riportato nelle osservazioni al documento di consultazione del 27 febbraio 2007;
- quanto sopra, costituisce presupposto per l'adozione di una nuova disciplina di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura di identico contenuto a quella adottata con la deliberazione n. 248/04, con la conseguente rideterminazione, per l'intero anno 2005, degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche di fornitura, facendo quindi salve le successive decisioni intervenute sulla materia (articoli 1 e 2 della deliberazione n. 134/06);
- tuttavia, l'adozione di un tale provvedimento dopo un lungo periodo di tempo, come anche emerge dalle osservazioni al documento di consultazione 27 febbraio 2007, comporterebbe oneri elevati:
  - sia in termini di costi amministrativi per la gestione delle attività di conguaglio nei confronti dei clienti finali;
  - sia in termini di difficoltà di rinegoziare le condizioni di acquisto del gas nei contratti di approvvigionamento; ciò che assume maggior rilievo in considerazione dell'ampio arco temporale trascorso e delle possibili vicende estintive e modificative intervenute nei suddetti contratti;
- inoltre, una tale decisione determinerebbe:
  - un intensificarsi dei contenziosi sia tra clienti ed esercenti ed esercenti tra loro, ciò che esporrebbe i clienti finali ad un'ulteriore e grave incertezza;
  - un ulteriore appesantimento dell'azione amministrativa, sia in termini delle necessarie misure attuative, sia in termini delle necessarie attività di vigilanza e controllo sul rispetto di tali misure, la cui efficacia sarebbe comunque subordinata all'esito dei contenziosi richiamati al precedente alinea;

- peraltro, il lungo contenzioso sulla deliberazione n. 248/04, caratterizzato da alterne decisioni di accoglimento e di rigetto, sia in fase cautelare, sia di merito, ha determinato il consolidarsi di situazioni economiche di cui occorre tener conto;
- una tale situazione evidenzia pertanto la necessità di porre a carico del sistema parte degli oneri sostenuti dagli operatori per le suddette attività amministrative e gestionali;
- peraltro nel periodo compreso tra l'entrata in vigore della deliberazione n. 248/04 e l'entrata in vigore della deliberazione n. 134/06, in conseguenza delle vicende giudiziali sopra descritte, le condizioni economiche di fornitura effettivamente praticate ai clienti finali nell'anno 2005 hanno realizzato un effetto economico simile a quello che deriverebbe dall'applicazione della sopra citata misura.

Ritenuto che sia necessario:

- definire il regime di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il periodo decorrente dall'1 gennaio 2005, secondo le misure già adottate con la deliberazione n. 248/04, con salvezza delle modifiche introdotte con la deliberazione n. 134/06;
- di porre a carico del sistema gli oneri che deriverebbero dall'applicazione della suddetta decisione con riferimento all'anno 2005, ciò che può essere in concreto realizzato, per considerazioni sopra svolte, definendo i valori di aggiornamento per tale anno in misura identica a quelli effettivamente praticati in conseguenza dell'applicazione della deliberazione n. 195/02 in luogo della deliberazione n. 248/04;
- mantenere a carico del sistema parte degli oneri di rinegoziazione relativi al primo semestre 2006, prevedendone un incremento rispetto a quanto considerato con la precedente deliberazione n. 134/06 in ragione del lungo periodo di incertezza legato alle sopramenzionate vicende giudiziali e degli effetti che ciò ha prodotto a carico delle imprese che debbono affrontare la rinegoziazione;
- prevedere che gli esercenti l'attività di vendita recuperino le somme relative ai parziali conguagli in precedenza disposti a favore dei clienti finali con deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06;
- in ragione dell'esigenza di trasparenza e chiarezza dei provvedimenti normativi, procedere alla riunificazione in un unico provvedimento delle modifiche apportate in materia di criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, oggi applicate e risultanti da disposizioni contenute in più deliberazioni dell'Autorità, nonché nel presente provvedimento; e conseguentemente, fissare i valori per l'aggiornamento da essi risultanti nei rispettivi periodi di applicazione, in particolare:
  - per l'anno 2005, valori incrementali eguali a quelli risultanti dall'applicazione dei criteri di indicizzazione previsti dalla deliberazione n. 195/02;
  - per il primo semestre 2006, i valori incrementali di cui alle deliberazioni n. 298/05 e n. 63/06;
  - a partire dall'1 luglio 2006, i valori incrementali risultanti dall'applicazione dei criteri introdotti dalla deliberazione n. 134/06

DELIBERA

Articolo 1

Modifiche della disciplina dei criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale

1.1. All'articolo 1, comma 2 della deliberazione n. 195/02, il testo successivo alle parole "seguente comma" con il seguente testo:

"Prima dell'inizio di ciascun trimestre viene calcolato l'indice dei prezzi di riferimento I_t composto da:

$$I_t = a \times GASOLIO_t / GASOLIO_0 + b \times BTZ_t / BTZ_0 + c \times BRENT_t / BRENT_0,$$

dove:

a. a è il peso attribuito all'indice del prezzo del gasolio, pari a 0,41;

b. $GASOLIO_t$ è la media, riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento delle tariffe, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis del gasolio 0.2, pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in $ per tonnellata metrica e trasformate in centesimi di €/kg considerando la media mensile dei valori del cambio €/$ calcolata dall'Ufficio italiano cambi;

c. $GASOLIO_0$ è il valore base di GASOLIO, relativo al periodo compreso tra i mesi di settembre 2001 e maggio 2002, pari a 21,9137 centesimi di €/kg;

d. b è il peso attribuito all'indice del prezzo dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo, pari a 0,46;

e. BTZ_t è la media, riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni CIF Med Basis dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo, pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in $ per tonnellata metrica e trasformate in centesimi di €/kg, considerando la media mensile dei valori del cambio €/$ calcolata dall'Ufficio italiano cambi;

f. BTZ_0 è il valore base di BTZ relativo al periodo compreso tra i mesi di settembre 2001 e maggio 2002, pari a 14,1070 centesimi di €/kg;

g. c è il peso attribuito all'indice del prezzo del Brent dated, pari a 0,13;

h. $BRENT_t$ é la media, riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni spot average del Brent dated pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in $ per barile e trasformate in centesimi di €/kg sulla base di un coefficiente pari a 7,4 barili per tonnellata metrica, considerando la media mensile dei valori del cambio €/$ calcolata dall'Ufficio italiano cambi;

i. $BRENT_0$ è il valore base del BRENT relativo al periodo compreso tra i mesi di settembre 2001 e maggio 2002, pari a 18,2503 centesimi di €/kg.".

1.2. All'articolo 1, comma 3, della deliberazione dell'Autorità n. 195/02 il testo successivo alle parole "seguente comma" con il seguente testo:

"Nel caso in cui si registrino variazioni dell'indice I_t, in aumento o diminuzione, maggiori del 2,5 % rispetto al valore preso precedentemente a riferimento (I_{t-1}), ossia se:

$$\left|\frac{I_t - I_{t-1}}{I_{t-1}}\right| > 0{,}025$$

il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 138/03 è aggiornato apportando una variazione ΔQE, positiva o negativa tale che

$$QE_t = QE_{t-1} + \Delta QE,$$

dove:

a. QE_{t-1} è il valore di QE, vale a dire della quota a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale compresa nel corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, calcolato per il precedente aggiornamento;

b. ΔQE è la variazione calcolata mediante una delle formule di cui al punto 1 dell'Allegato A al presente provvedimento.".

1.3. All'articolo 1 della deliberazione n. 195/02, come modificato dal presente provvedimento, dopo il comma 1.3, sono inseriti i seguenti commi:

"1.3.1 Dall'1 luglio 2006 e fino al 30 giugno 2008:

a. il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 138/03 comprende una quota QF pari a 0,0389 centesimi di €/MJ (0,389 €/GJ);

b. ΔQE è definita come all'articolo 1, comma 3 e calcolata mediante una delle formule di cui al punto 2 dell'allegato A al presente provvedimento.

1.3.2 Entro il 30 giugno 2008, l'Autorità verifica le condizioni per l'ulteriore estensione fino al 30 giugno 2009 delle disposizioni di cui al precedente comma.".

1.4. La deliberazione n. 195/02 è integrata con l'allegato A al presente provvedimento.

1.5. Entro il termine del 30 aprile 2007, gli esercenti l'attività di vendita, limitatamente ai contratti di compravendita all'ingrosso di gas naturale stipulati successivamente all'1 gennaio 2005 e in essere nel periodo 1 gennaio 2006 – 30 giugno 2006, offrono ai propri clienti nuove condizioni economiche formulate in coerenza con i valori di cui all'articolo 2.

1.6 Entro il 31 maggio 2007, gli esercenti l'attività di vendita ai clienti finali comunicano all'Autorità, congiuntamente al proprio fornitore all'ingrosso, l'avvenuto adempimento degli obblighi di rinegoziazione di cui al precedente comma.

1.7 I predetti obblighi di rinegoziazione si intendono assolti qualora il prezzo offerto dagli esercenti l'attività di vendita all'ingrosso sia pari o inferiore ai valori di cui all'articolo 2, ferma restando la facoltà di comunicare all'Autorità, debitamente motivati, gli eventuali scostamenti dai suddetti valori.

1.8. Agli esercenti l'attività di vendita che hanno ottemperato agli obblighi di cui ai commi 1.5, 1.6 ed 1.7, è riconosciuto un importo pari al prodotto tra i volumi corrispondenti consumati dai clienti finali di cui alla deliberazione n. 138/03 e il 50% della differenza derivante dall'applicazione da parte dei medesimi esercenti, per il periodo 1 gennaio 2006 – 30 giugno 2006, dei valori calcolati ai sensi della deliberazione n. 195/02, come pubblicata nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 293 del 13 dicembre 2002, in luogo di quelli di cui al successivo articolo 2.

1.9. Gli esercenti l'attività di vendita recuperano, nel rispetto degli obblighi di cui ai commi 1.5, 1.6 ed 1.7, e fatta salva, nel primo semestre 2006, l'applicazione ai clienti finali di cui alla deliberazione n. 138/03 dei corrispondenti valori di cui all'articolo 2, l'ammontare relativo ai parziali conguagli a favore dei clienti finali stabiliti ai sensi delle deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06.

1.10. Con successiva deliberazione l'Autorità definisce le modalità con le quali gli esercenti l'attività di vendita ai clienti finali effettueranno i conguagli derivanti dalle disposizioni del presente provvedimento.

Articolo 2

Aggiornamento del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 ed il 31 marzo 2007

2.1 A decorrere dall'1 gennaio 2005 e fino al 31 marzo 2007 il corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 138/03 è aggiornato applicando in ciascun trimestre i seguenti valori incrementali:

a. gennaio 2005: + 0,0457 centesimi di €/MJ (0,457 €/GJ) pari a 1,7604 centesimi di €/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento (di seguito: PCS) pari a 38,52 MJ/mc;

b. aprile 2005: +0,0000 centesimi di €/MJ;

c. luglio 2005: + 0,0482 centesimi di €/MJ (0,482 €/GJ) pari a 1,8567 centesimi di €/mc per le forniture di gas naturale con PCS pari a 38,52 MJ/mc;

d. ottobre 2005: + 0,0510 centesimi di €/MJ (0,510 €/GJ) pari a 1,9645 centesimi di €/mc per le forniture di gas naturale con PCS pari a 38,52 MJ/mc;

e. gennaio 2006: +0,007722 centesimi di €/MJ (0,07722 €/GJ) pari a 0,2974 centesimi di €/mc per le forniture di gas naturale con PCS pari a 38,52 MJ/mc;

f. aprile 2006: +0,0373 centesimi di €/MJ (0,373 €/GJ) pari a 1,4368 centesimi di €/mc per le forniture di gas naturale con PCS pari a 38,52 MJ/mc;

g. luglio 2006: +0,0603 centesimi di €/MJ (0,603 €/GJ) pari a 2,3228 centesimi di €/mc per le forniture di gas naturale con PCS pari a 38,52 MJ/mc;

h. ottobre 2006: +0,0000 centesimi di €/MJ;

i. gennaio 2007: +0,0000 centesimi di €/MJ;

Articolo 3

Disposizioni finali

3.1 Sono abrogati:

a. gli articoli 1, 3, 4, e 7 della deliberazione n. 134/06;

b. la deliberazione n. 56/05;

c. la deliberazione n. 132/05;

d. la deliberazione n. 200/05;

e. la deliberazione n. 298/05;

f. la deliberazione n. 63/06;

g. l'articolo 1 della deliberazione n. 205/06;

h. l'articolo 1 della deliberazione n. 320/06;

i. la deliberazione n. 266/06;

l. la deliberazione n. 46/07.

3.2 La presente deliberazione è pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore l'1 aprile 2007.

Milano, 29 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

Allegato A

FORMULE DI CALCOLO AL FINE DELL'AGGIORNAMENTO DEL CORRISPETTIVO VARIABILE RELATIVO ALLA COMMERCIALIZZAZIONE ALL'INGROSSO DI CUI ALL'ARTICOLO 7, COMMA 1, DELLA DELIBERAZIONE N. 138/03

1. **Calcolo della variazione ΔQE di cui all'articolo 1, comma 3, della deliberazione n. 195/02:**

a. per B_t < 20 dollari / barile:

- se B_{t-1} < 20 dollari / barile,

$$\Delta QE = \alpha \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se 20 dollari / barile ≤ B_{t-1} ≤ 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{20 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} + \frac{B_t - 20}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se B_{t-1} > 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{35 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{20 - 35}{B_t - B_{t-1}} + \frac{B_t - 20}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

dove

- B_t è la media, arrotondata alla seconda cifra decimale, riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni *spot average* del Brent *dated* pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per barile;
- B_{t-1} è la media di cui al precedente alinea riferita al precedente aggiornamento;
- QE_0 è il valore base di QE, relativo al periodo compreso tra i mesi di settembre 2001 e maggio 2002, pari a 3,1510 euro / GJ;
- α è un coefficiente che assume valore pari a 0,75;

b. per 20 dollari / barile ≤ B_t ≤ 35 dollari / barile:

- se B_{t-1} < 20 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{20 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{B_t - 20}{B_t - B_{t-1}} \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se 20 dollari / barile ≤ B_{t-1} ≤ 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se B_{t-1} > 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{35 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{B_t - 35}{B_t - B_{t-1}} \right) \times QE_0 \times \left(I_t - I_{t-1} \right);$$

dove B_t, B_{t-1}, QE_0 e α sono definiti come alla precedente lettera a);

c. B_t > 35 dollari / barile

- se B_{t-1} < 20 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{20 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{35 - 20}{B_t - B_{t-1}} + \frac{B_t - 35}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times \left(I_t - I_{t-1} \right);$$

- se 20 dollari / barile ≤ B_{t-1} ≤ 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{35 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} + \frac{B_t - 35}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times \left(I_t - I_{t-1} \right);$$

- se B_{t-1} > 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = \alpha \times QE_0 \times \left(I_t - I_{t-1} \right);$$

dove B_t, B_{t-1}, QE_0 e α sono definiti come alla precedente lettera a);

2. Calcolo della variazione ΔQE di cui all'articolo 1, comma 3*bis*, della deliberazione n. 195/02:

a. per B_t < 20 dollari / barile:

- se B_{t-1} < 20 dollari / barile,

$$\Delta QE = \alpha \times QE_0 \times \left(I_t - I_{t-1} \right);$$

- se 20 dollari / barile ≤ B_{t-1} ≤ 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{20 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} + \frac{B_t - 20}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times \left(I_t - I_{t-1} \right);$$

- se 35 dollari / barile < B_{t-1} < 60 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{35 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{20 - 35}{B_t - B_{t-1}} + \frac{B_t - 20}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times \left(I_t - I_{t-1} \right);$$

- se B_{t-1} ≥ 60 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{60 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \beta + \frac{35 - 60}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{20 - 35}{B_t - B_{t-1}} + \frac{B_t - 20}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times \left(I_t - I_{t-1} \right)$$

dove

- B_t è la media, arrotondata alla seconda cifra decimale, riferita al periodo intercorrente tra il decimo ed il penultimo mese precedente la data di aggiornamento, delle medie mensili delle quotazioni *spot average* del Brent *dated* pubblicate da Platt's Oilgram Price Report, espresse in dollari per barile;
- B_{t-1} è la media di cui al precedente alinea riferita al precedente aggiornamento;
- QE_0 è il valore base di QE, relativo al periodo compreso tra i mesi di settembre 2001 e maggio 2002, pari a 3,1510 euro / GJ;
- α è un coefficiente che assume valore pari a 0,75;
- β è un coefficiente che assume valore pari a 0,95;

b. per 20 dollari / barile $\leq B_t \leq$ 35 dollari / barile:

- se $B_{t-1} <$ 20 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{20 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{B_t - 20}{B_t - B_{t-1}} \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se 20 dollari / barile $\leq B_{t-1} \leq$ 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se 35 dollari / barile $< B_{t-1} <$ 60 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{35 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{B_t - 35}{B_t - B_{t-1}} \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se $B_{t-1} \geq$ 60 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{60 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \beta + \frac{35 - 60}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{B_t - 35}{B_t - B_{t-1}} \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

dove B_t, B_{t-1}, QE_0, α e β sono definiti come alla precedente lettera a);

c. per 35 dollari / barile $< B_t <$ 60 dollari / barile

- se $B_{t-1} <$ 20 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{20 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{35 - 20}{B_t - B_{t-1}} + \frac{B_t - 35}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se 20 dollari / barile $\leq B_{t-1} \leq$ 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{35 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} + \frac{B_t - 35}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se 35 dollari / barile < B_{t-1} < 60 dollari / barile,

$$\Delta QE = \alpha \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se $B_{t-1} \geq 60$ dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{60 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \beta + \frac{B_t - 60}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

dove B_t, B_{t-1}, QE_0, α e β sono definiti alla precedente lettera a);

d. per $B_t \geq 60$ dollari / barile,

- se B_{t-1} < 20 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{20 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{35 - 20}{B_t - B_{t-1}} + \frac{60 - 35}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{B_t - 60}{B_t - B_{t-1}} \times \beta \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1})$$

- se 20 dollari / barile ≤ B_{t-1} ≤ 35 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{35 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} + \frac{60 - 35}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{B_t - 60}{B_t - B_{t-1}} \times \beta \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se 35 dollari / barile < B_{t-1} < 60 dollari / barile,

$$\Delta QE = \left(\frac{60 - B_{t-1}}{B_t - B_{t-1}} \times \alpha + \frac{B_t - 60}{B_t - B_{t-1}} \times \beta \right) \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

- se $B_{t-1} \geq 60$ dollari / barile,

$$\Delta QE = \beta \times QE_0 \times (I_t - I_{t-1});$$

dove B_t, B_{t-1}, QE_0, α e β sono definiti alla precedente lettera a).

DELIBERAZIONE 29 marzo 2007.

Aggiornamento per il trimestre aprile-giugno 2007 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale. (Deliberazione n. 80/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 marzo 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2006, n. 65/06 (di seguito: deliberazione n. 65/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 205/06 (di seguito: deliberazione n. 205/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 320/06 (di seguito: deliberazione n. 320/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07).

Considerato che:

- rispetto al valore definito nella deliberazione n. 134/06 l'indice dei prezzi di riferimento I_t, relativo al gas naturale, ha registrato una variazione maggiore, in valore assoluto, del 2,5%;
- la deliberazione n. 79/07 ha disposto, all'articolo 1, comma 1.9, che gli esercenti l'attività di vendita recuperino, nel rispetto delle condizioni ivi previste, l'ammontare relativo ai parziali conguagli a favore dei clienti finali stabiliti ai sensi delle deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06, nonché, all'articolo 1, comma 1.10, di riservare a successiva deliberazione dell'Autorità la fissazione delle modalità con le quali gli esercenti effettueranno i conguagli derivanti dalle disposizioni di cui alla medesima deliberazione.

Ritenuto che sia necessario:

- per il trimestre aprile-giugno 2007, in virtù della variazione dell'indice I_t sopra riportata rispetto al valore definito nella deliberazione 134/06, modificare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 138/03, relativamente al corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della medesima deliberazione

DELIBERA

Articolo 1

Disposizioni relative all'aggiornamento per il trimestre aprile-giugno 2007 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale

Per il secondo trimestre (aprile-giugno) 2007, le condizioni economiche di fornitura del gas naturale, determinate ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) n. 138/03, diminuiscono di 0,0587 centesimi di euro/MJ (0,587 euro/GJ); tale diminuzione è pari a 2,2611 centesimi di euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/mc.

Articolo 2

Pubblicazione ed entrata in vigore

Il presente provvedimento, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), entra in vigore l'1 aprile 2007.

Milano, 29 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 29 marzo 2007.

Determinazione delle modalità di adeguamento del prezzo di assegnazione di cui all'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 dicembre 2006 e del prezzo di cui all'articolo 5, comma 2, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 dicembre 2006. (Deliberazione n. 82/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 marzo 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 21 novembre 2000 (di seguito: decreto 21 novembre 2000);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, recante approvazione del testo integrato della Disciplina del mercato elettrico (di seguito: decreto 19 dicembre 2003);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 13 dicembre 2005, recante direttive all'Acquirente unico S.p.A.. (di seguito: l'AU) in materia di contratti pluriennali di importazione, per l'anno 2006 (di seguito: decreto 13 dicembre 2005);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 dicembre 2006 recante determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2007, dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A. (di seguito: GSE) (di seguito: decreto 14 dicembre 2006);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2006 recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica, per l'anno 2007, e direttive all'Acquirente Unico in materia di contratti pluriennali di importazione, per l'anno 2007 (di seguito: decreto 15 dicembre 2006);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 288/06;
- il documento per la consultazione recante determinazione delle modalità di adeguamento del prezzo di assegnazione di cui all'articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 dicembre 2006 e del prezzo di cui all'articolo 5, comma 2, del decreto del ministro dello sviluppo economico 15 dicembre 2006, pubblicato in data 26 febbraio 2007 (di seguito: documento per la consultazione).

Considerato che:

- l'articolo 2 del decreto 14 dicembre 2006 prevede che l'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del decreto 21 novembre 2000 è ceduta agli operatori tramite procedure di assegnazione, effettuate dal GSE entro il 31 dicembre 2006, e disciplinate dalle disposizioni di cui all'articolo 3 del medesimo decreto 14 dicembre 2006;
- il decreto 14 dicembre 2006 richiama l'opportunità di definire condizioni di cessione che riflettano il prezzo medio dell'energia elettrica come risultante dal sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/1999, mantenendo rispetto a tale prezzo condizioni di approvvigionamento vantaggiose, senza incidere in maniera rilevante sulle tariffe;
- l'articolo 3 del decreto 14 dicembre 2006 prevede che il prezzo di assegnazione (di seguito: prezzo CIP6), per il primo trimestre dell'anno 2007, sia pari a 64 euro/MWh e venga adeguato in corso d'anno, con modalità indicate dall'Autorità, in funzione dell'andamento, calcolato su base trimestrale, dell'indice dei prezzi, di cui all'articolo 5 del decreto 19 dicembre 2003;
- l'articolo 5, comma 2, del decreto 15 dicembre 2006 prevede che l'energia elettrica importata dal titolare italiano del contratto pluriennale, è interamente ceduta dallo stesso titolare all'AU, alle medesime condizioni di cui al decreto 13 dicembre 2005 e al prezzo di 66 euro/MWh;
- il decreto 15 dicembre 2006 richiama l'opportunità di definire il prezzo di cessione di cui al precedente alinea in modo tale da riflettere i valori economici del mercato vigente per forniture a termine con profilo costante e la maggiore economicità dell'energia elettrica di importazione rispetto all'energia elettrica di produzione nazionale;
- l'articolo 5, comma 3, del decreto 15 dicembre 2006 prevede che il prezzo di cessione di cui al comma 2 (di seguito: prezzo AU) è adeguato in corso d'anno, con modalità indicate dall'Autorità, in funzione dell'andamento, calcolato su base trimestrale, dell'indice dei prezzi, di cui all'articolo 5 del decreto 19 dicembre 2003;
- nel documento per la consultazione l'Autorità ha illustrato alcune possibili metodologie per l'aggiornamento del prezzo CIP6 e del prezzo AU sulla base dell'andamento dei prezzi registrati nel mercato del giorno prima dell'energia elettrica ed in particolare del prezzo di acquisto di cui al comma 30.4, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 (nel seguito: PUN);
- nelle osservazioni pervenute in esito alla consultazione di cui al precedente alinea gli operatori hanno evidenziato:
  - una generale preferenza, tra le proposte avanzate nel documento per la consultazione, per la modalità di adeguamento del prezzo CIP6 sulla base delle medie trimestrali del PUN proposta al punto 2.1 del documento per la consultazione, segnalando l'opportunità di riferire tale metodologia alla media del PUN relativa al trimestre precedente a quello di applicazione;

- l'opportunità di adottare due differenti modalità di aggiornamento per il prezzo CIP6 e per il prezzo AU, anche alla luce delle motivazioni addotte dal decreto 14 dicembre 2006 e dal decreto 15 dicembre 2006 a supporto dell'esigenza di aggiornare i medesimi prezzi;
- un'attesa per un valore del prezzo CIP6 medio annuo intorno a 60 euro/MWh; a tale proposito alcuni operatori hanno richiesto che tale valore sia fissato indipendentemente dall'andamento del PUN.

Ritenuto che:

- l'adozione, per l'aggiornamento del prezzo CIP6, della metodologia di cui al punto 2.1 del documento per la consultazione sia idonea a garantire il mantenimento di condizioni di approvvigionamento vantaggiose rispetto al prezzo dell'energia come risultante dal sistema delle offerte;
- l'utilizzo della media del PUN relativa al trimestre precedente a quello di applicazione comporti, sulla base delle stime relative al periodo aprile-dicembre 2007, una maggior stabilità del prezzo CIP6 nel medesimo periodo;
- al fine di garantire una maggior stabilità del prezzo AU conformemente a quanto previsto dal decreto 15 dicembre 2006 sia opportuno adottare per l'aggiornamento del medesimo prezzo la metodologia prevista al punto 2.2 del documento per la consultazione

DELIBERA

1. di prevedere che il prezzo CIP6 per ciascun trimestre dell'anno 2007, a partire dal secondo, sia determinato a partire dal corrispondente prezzo per il primo trimestre del medesimo anno con la seguente formula:

$$PCIP6 = PCIP6_1 \cdot \frac{PUN_T}{PUN_{T_1}}$$

Dove:

$PCIP6_1$ è il prezzo CIP6 del primo trimestre 2007, fissato pari a 64 €/MWh;

PUN_T è la media aritmetica del PUN nel trimestre precedente quello cui l'aggiornamento si riferisce;

PUN_{T_1} è la media aritmetica del PUN nell'ultimo trimestre dell'anno 2006;

2. di prevedere che il prezzo AU per ciascun trimestre dell'anno 2007, a partire dal secondo, sia determinato a partire dal corrispondente prezzo per il primo trimestre del medesimo anno con la seguente formula:

$$PAU = PAU_1 \cdot \frac{PUN_Y}{PUN_{Y_1}}$$

Dove:

PAU_1 è il prezzo AU del primo trimestre 2007, fissato pari a 66 €/MWh;

PUN_Y è la media aritmetica del PUN nei dodici mesi compresi tra il tredicesimo e il secondo mese precedente l'inizio del trimestre cui l'aggiornamento si riferisce;

PUN_{Y_1} è la media aritmetica del PUN nei dodici mesi compresi tra dicembre 2005 e novembre 2006;

3. di prevedere che GSE pubblichi sul proprio sito internet, entro il decimo giorno del primo mese di ciascun trimestre dell'anno 2007 a partire dal secondo, il prezzo CIP6 determinato sulla base della presente deliberazione;
4. di prevedere che l'AU pubblichi sul proprio sito internet, entro il decimo giorno del primo mese di ciascun trimestre dell'anno 2007 a partire dal secondo, il prezzo AU determinato sulla base della presente deliberazione;
5. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 29 marzo 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 30 marzo 2007.

Attuazione della direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità ai sensi della deliberazione 19 luglio 2006, n. 152/06. (Deliberazione n. 83/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 marzo 2007

Viste:

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 marzo 2000, n. 55/00 (di seguito: deliberazione n. 55/00);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 luglio 2006, n. 152/06 (di seguito: deliberazione n. 152/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2006, n. 267/06 (di seguito: deliberazione n. 267/06);
- la comunicazione di Federutility datata 29 marzo 2007 (prot. Autorità 007899 del 29 marzo 2007);
- la comunicazione di Enel S.p.A. datata 30 marzo 2007 (prot. Autorità 007994 del 30 marzo 2007).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 152/06 è stata emanata la Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità (di seguito: la Direttiva) finalizzata a garantire ai clienti tramite le informazioni contenute in bolletta, ed espresse in un linguaggio comune a tutti gli operatori, la possibilità di verificare la correttezza dei corrispettivi applicati e di valutare la convenienza delle condizioni contrattuali pattuite con il fornitore:
- la deliberazione n. 152/06 ha fissato al 1° gennaio 2007 l'entrata in vigore della Direttiva ed il termine entro il quale gli esercenti il servizio di vendita di energia elettrica dovevano adeguare i documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica alle prescrizioni dell'Allegato A alla deliberazione n. 152/06;
- a seguito delle richieste pervenute da alcuni operatori e loro associazioni, con la deliberazione n. 267/06 l'Autorità ha prorogato al 1° aprile 2007 il termine per l'entrata in vigore della Direttiva in relazione ai documenti di fatturazione dei clienti finali che alla data odierna sono clienti del mercato vincolato, come definiti dall'art. 1 lettera e. della stessa Direttiva e ha prorogato al 1° luglio 2007 in relazione ai documenti di fatturazione dei clienti finali del mercato libero - come definiti dall'art. 1, lettera d. della stessa Direttiva - e comunque non prima che siano decorsi 60 giorni dalla definizione, da parte dell'Autorità, degli obblighi in tema di flussi informativi - necessari al corretto adempimento di quanto previsto, in particolare, all'articolo 4, comma 4.1 lett. b., all'art. 6, comma 6.1, all'articolo 7, comma 7.4 lett. a. e all'articolo 15 della Direttiva - intercorrenti tra distributori ed esercenti il servizio di vendita ai medesimi clienti;

- Federutility ha segnalato con propria comunicazione datata 29 marzo 2007 che alcune aziende associate, pur avendo avviato il processo di ottemperanza alla deliberazione n. 152/06 al fine di emettere a partire dal 1° aprile 2007 documenti di fatturazione conformi con il Quadro di sintesi di cui all'articolo 7, commi 1 e 2, e all'Allegato 1 della medesima deliberazione n. 152/06 (di seguito: Quadro di sintesi), non sono in grado di ottemperare a partire da tale data a quanto disposto per il Quadro di dettaglio di cui all'articolo 7, commi 4, 5 e 6 e agli Allegati 2, 3 e 4 della Direttiva (di seguito: Quadro di dettaglio);
- Federutilty ha altresì segnalato che per alcune delle aziende associate l'avvio a regime della fatturazione in piena conformità a quanto disposto dalla deliberazione n. 152/06 potrà avvenire solo a far data dal 1° giugno 2007;
- Enel S.p.A. ha segnalato con propria comunicazione datata 30 marzo 2007di essere in grado di ottemperare pienamente alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 152/06 per oltre 27 milioni di clienti a far data dal 1° aprile 2007.

Ritenuto che:

- non sia opportuno differire ulteriormente i termini per l'attuazione delle disposizioni relative al Quadro di sintesi e a tutte le altre disposizioni della citata Direttiva diverse da quelle relative al Quadro di dettaglio, essendo congrui i termini concessi e già prorogati con la deliberazione n. 267/06;
- sia tuttavia opportuno concedere il differimento al 1° giugno 2007 del termine per l'attuazione delle disposizioni della Direttiva relative al Quadro di dettaglio;
- sia opportuno attivare un puntuale monitoraggio dell'attuazione della Direttiva nel rispetto dei termini di cui sopra, ai fini di assicurare un'adeguata tutela dei clienti finali

DELIBERA

1. di prorogare al 1° giugno 2007 il termine per l'entrata in vigore delle disposizioni relative al Quadro di dettaglio di cui alla Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione, Allegato A alla deliberazione n. 152/06, in relazione ai documenti di fatturazione dei clienti finali che alla data odierna sono clienti del mercato vincolato, come definiti dall'art. 1, lettera e., della stessa Direttiva;
2. di dare mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio per le azioni necessarie ad assicurare una corretta attuazione della Direttiva sulla trasparenza dei documenti di fatturazione, anche attraverso eventuali chiarimenti da pubblicare sul sito internet dell'Autorità in merito a problemi applicativi sul Quadro di dettaglio e riepilogo delle informazioni che possano essere segnalati dalle imprese;

3. di prevedere che gli esercenti, come definiti dall'art. 1, lettera f., della Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione, Allegato A alla deliberazione n. 152/06, facciano pervenire all'Autorità entro il 15 giugno 2007 documentazione probante l'avvenuto adempimento della deliberazione n. 152/06:
   a. dal 1° aprile 2007 per quanto attiene al Quadro di sintesi e a tutte le altre disposizioni della citata Direttiva diverse da quelle relative al Quadro di dettaglio;
   b. dal 1° giugno 2007 per quanto attiene al Quadro di dettaglio;
4. di prevedere che l'inottemperanza a quanto previsto al punto 3 costituisca il presupposto per l'avvio di un'istruttoria formale per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera *c*, della legge n. 481/95;
5. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 30 marzo 2007

Il presidente: Ortis

DELIBERAZIONE 30 marzo 2007.

Aggiornamento per il periodo 1º aprile 2007-31 marzo 2008 della componente dello stoccaggio QS delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 4 dicembre 2003, n. 138/03. (Deliberazione n. 84/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA
ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 30 marzo 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 12 dicembre 2002, n. 207/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06 (di seguito: deliberazione n. 50/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06;
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 78/07 (di seguito: deliberazione n. 78/07)
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07).

Considerato che:

- l'articolo 6, comma 8, della deliberazione n. 138/03 dispone che per il secondo periodo di regolazione dello stoccaggio la componente tariffaria dello stoccaggio QS (di seguito: componente QS) di cui all'articolo 6, comma 7, della medesima deliberazione sia definita dall'Autorità sulla base dei criteri di cui all'articolo 23 del decreto legislativo n. 164/00;
- con la deliberazione n. 50/06, l'Autorità ha definito, tra l'altro, i criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione;

- l'articolo 6, comma 2, della deliberazione n. 50/06 prevede che l'impresa di stoccaggio, nel solo caso di movimentazione fisica del gas dal sistema, attribuisca agli utenti del servizio, proporzionalmente ai quantitativi allocati, la quota percentuale degli oneri a copertura dei consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento; e che, ai fini di tale riconoscimento, debba essere utilizzato il valore del corrispettivo relativo alla commercializzazione all'ingrosso aggiornato dall'Autorità sulla base delle disposizioni in materia;
- con la deliberazione n. 78/07, l'Autorità ha approvato i corrispettivi unici di stoccaggio per l'anno termico 1 aprile 2007 – 31 marzo 2008 di cui all'articolo 13, comma 2, della deliberazione n. 50/06;
- con la deliberazione n. 79/07, l'Autorità ha determinato, tra l'altro, gli aggiornamenti sino al 31 marzo 2007 del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 138/03.

Ritenuto che sia necessario:

- aggiornare la componente tariffaria QS relativamente al periodo 1 aprile 2007 – 31 marzo 2008

DELIBERA

1. di stabilire che, per il periodo 1 aprile 2007 – 31 marzo 2008, il valore della componente QS, di cui all'articolo 3 deliberazione n. 138/03, sia pari a 0,254892 euro/GJ;
2. di pubblicare la presente deliberazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 30 marzo 2007

Il presidente: Ortis

07A03386

AUGUSTA IANNINI, *direttore* Francesco Nocita, *redattore*

(G703093/1) Roma, 2007 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

* 4 5 - 4 1 0 3 0 1 0 7 0 4 2 0 *

€ 6,00